Office national de l'énergie

National Energy Board

Perspectives à court terme du **gaz naturel** et des **liquides de gaz naturel**

jusqu'en 2006

Évaluation du marché de l'énergie • Octobre 2005

Canada

Office national de l'énergie

National Energy Board

Perspectives à court terme du **gaz naturel** et des **liquides de gaz naturel**

jusqu'en 2006

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE • Octobre 2005

Canada

106-01547/

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2005

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2005

N° de cat. NE23-131/2005F
ISBN 0-662-74783-6

Cat. No. NE23-131/2005E
ISBN 0-662-41205-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

This report is published separately in both official languages.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Liste des figures et tableaux iii

Liste des sigles et abréviations, unités de mesure et facteurs de conversion v

Avant-propos viii

Résumé ix

Chapitre 1 : Introduction 1
1.1 L'essentiel sur le gaz naturel et les LGN 2
1.2 Portée du rapport 4

Chapitre 2 : Prix des produits 5
2.1 Prix du pétrole brut 5
2.1.1 Contexte de 2000 à 2004 5
2.1.2 Perspectives pour les prix du pétrole brut de 2005 à 2006 6
2.2 Prix du gaz naturel 6
2.2.1 Crise énergétique en Californie en 2000 et 2001 7
2.2.2 Réaction à la nouvelle conjoncture et aux variations des prix de 2001 à 2004 8
2.2.3 Perspectives des prix du gaz naturel de 2005 à 2006 8
2.3 Prix des LGN 9
2.3.1 Rapports entre les prix des produits (LGN, pétrole et gaz naturel) en Amérique du Nord 9
2.3.2 Prix mondiaux du GPL 10

Chapitre 3 : Offre et demande de gaz naturel 13
3.1 Offre de gaz naturel 13
3.1.1 Production en Amérique du Nord 13
3.1.1.1 Gaz naturel tiré du charbon 14
3.1.2 Gaz naturel liquéfié 15
3.2 Demande de gaz naturel 16
3.2.1 Demande de chauffage résidentiel et commercial 17
3.2.2 Demande industrielle et demande non énergétique 19
3.2.3 Le gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux 22
3.2.4 Le gaz naturel pour la production d'électricité 23
3.2.5 Exportations 25

Chapitre 4 : Offre et demande de LGN **26**
4.1 Offre de LGN 26
4.1.1 Production de LGN dans les usines à gaz 26
4.1.1.1 Facteurs économiques de l'extraction 27
4.1.2 Production des raffineries 28
4.1.3 Offre d'éthane 28
4.1.4 Offre de propane et de butane 30
4.1.5 Offre de pentanes plus 30
4.2 Demande de LGN 31
4.2.1 Éthane 31
4.2.2 Propane 31
4.2.3 Butane 32
4.2.4 Pentanes plus 32
4.2.5 Exportations 32
4.2.6 Pétrochimie 33
4.2.7 Oléfines et dérivés pétrochimiques 34
4.2.7.1 Compétitivité du secteur pétrochimique canadien sur le marché nord-américain 34

Chapitre 5 : Infrastructure **37**
5.1 Collecte et traitement du gaz naturel – « Le secteur intermédiaire » 37
5.1.1 Usines de champ gazier 37
5.1.2 Usines de chevauchement 37
5.2 Pipelines de gaz naturel 38
5.3 Distribution et stockage 38
5.4 Utilisation de l'infrastructure du gaz naturel 40
5.5 Au-delà de 2006 41
5.6 Transport des LGN 42
5.6.1 Cochin 42
5.6.2 Enbridge 43
5.6.3 Alliance 44
5.6.4 Transport ferroviaire 44
5.7 Stockage souterrain des LGN 45

Chapitre 6 : Conclusions **47**

Annexe 1 : Régions géographiques du BSOC **50**

Annexe 2 : Composition du gaz du réseau d'Alliance **51**

Annexe 3 : Applications de l'éthane, de l'éthylène et des dérivés **52**

Annexe 4 : Régions géographiques des États-Unis pour le gaz naturel **53**

Annexe 5 : Réseau de collecte d'éthane de l'Alberta (RCÉA) **54**

Sites Internet d'intérêt **55**

Glossaire **56**

FIGURES

1.1	Consommation d'énergie primaire au Canada en 2004	1
1.2	Offre et demande de gaz naturel au Canada et aux États-Unis	2
1.3	Diagramme du flux du gaz naturel et des LGN	3
2.1	Prix des produits du pétrole et du gaz naturel au NYMEX	7
2.2	Comparaison des prix du propane, du gaz naturel et du pétrole brut (selon le contenu thermique)	10
2.3	Prix de référence au Canada pour l'éthane, le propane, le butane et les pentanes plus	11
2.4	Demande régionale de GPL	12
2.5	Prix mondiaux du propane	12
3.1	Approvisionnements annuels moyens de gaz naturel au Canada et aux États-Unis	13
3.2	Zones carbonifères ayant un potentiel de GNC au Canada	14
3.3	Terminaux de GNL en exploitation aux États-Unis et projets de terminaux de GNL au Canada	17
3.4	Demande de gaz naturel au Canada et aux États-Unis – 2004	18
3.5	Offre et demande de gaz naturel au Canada et aux États-Unis	18
3.6	Utilisation du gaz naturel par l'industrie au Canada	19
3.7	Utilisation du gaz naturel comme charge d'alimentation au Canada	21
3.8	Besoins en gaz naturel des usines d'exploitation des sables bitumineux, en moyenne par an	22
3.9	Consommation de gaz naturel au Canada et aux États-Unis	24
3.10	Exportations de gaz naturel par région des États-Unis	25
4.1	Écart entre le prix du propane à Edmonton et le prix du gaz au point AECO-C	27
4.2	Production de LGN au Canada	29
4.3	Demande de propane au Canada en 2004	31
4.4	Prix de l'éthylène et du propylène à Mont Belvieu	35
4.5	Prix du gaz naturel au NYMEX, moyenne de 3 jours par rapport au prix AECO-C	36
5.1	Réseau de pipelines de gaz naturel en Amérique du Nord	38
5.2	Répartition des installations de stockage du gaz en Amérique du Nord en 2004	39
5.3	Croissance de la demande de gaz naturel en hiver (janvier-février) et productibilité des installations de stockage	40
5.4	Réseaux de collecte et de transport de LGN dans l'Ouest canadien	43

TABLEAUX

3.1	Composition du GNL selon la source	15
5.1	Usines de traitement du gaz au Canada	37
5.2	Capacité de stockage souterrain des LGN au Canada	45

SIGLES ET ABRÉVIATIONS

ACFPC	Association canadienne des fabricants de produits chimiques
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
AECO-C ou AECO	installation de stockage de l'Alberta Energy Company
AIE	Agence internationale de l'énergie
BP	British Petroleum
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C_1	méthane
C_2	éthane
C_{2+}	éthane plus
C_3	propane
C_{3+}	propane plus
C_4	butane
C_{5+}	pentanes plus; produits également connus sous le nom d'essence naturelle et de condensat
CAF	coût, assurance et fret
CO_2	dioxyde de carbone
CSUG	Canadian Society of Unconventional Gas
É.-U.	États-Unis
EGLJV	Empress Gas Liquids Joint Venture
EIA	Energy Information Administration
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
EUB	Energy and Utilities Board de l'Alberta
GNC	gaz naturel tiré du charbon
GNL	gaz naturel liquéfié
GPL	gaz de pétrole liquéfié
LGN	liquides de gaz naturel
M&NP	Maritimes and Northeast Pipeline
MAPCO	Mid-America Pipeline Company
MGH	méthane des gisements houillers
MTBE	éther méthyltertiobutylique
N_2	azote
NGTL	Réseau de TransCanada en Alberta
NYMEX	New York Mercantile Exchange
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONÉ ou Office	Office national de l'énergie
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PIB	produit intérieur brut

PNGTS	Protland Natural Gas Transmission System
RAH	récupération assistée des hydrocarbures
RCÉA	réseau de collecte d'éthane de l'Alberta
RNCan	Ressources naturelles Canada
TCPL-AB	Réseau de TransCanada PipeLines en Alberta
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes
UEEE	Usine d'extraction d'éthane d'Edmonton
UEEJ	Usine d'extraction d'éthane de Joffre
WTI	West Texas Intermediate

UNITÉS DE MESURE

b	=	baril
b/j	=	barils par jour
BTU	=	British Thermal Unit (unité thermique britannique)
BTU/pi^3	=	BTU par pied cube
Gm^3	=	milliard de mètres cubes
Gpi^3	=	milliard de pieds cubes
Gpi^3/j	=	milliard de pieds cubes par jour
GW	=	gigawatt
GWh	=	gigawattheure
kt/a	=	mille tonnes par an
kg/m^3	=	kilogramme par mètre cube
kpi^3	=	mille pieds cubes
kb/j	=	mille barils par jour
lb	=	livre
m^3	=	mètre cube
m^3/j	=	mètres cubes par jour
Mb	=	million de barils
Mb/j	=	million de barils par jour
MBTU	=	million de BTU
Mm^3	=	million de mètres cubes
Mm^3/j	=	million de mètres cubes par jour
Mpi^3	=	million de pieds cubes
Mpi^3/j	=	million de pieds cubes par jour
MW	=	mégawatt
pi^3	=	pied cube
Tpi^3	=	billion de pieds cubes

FACTEURS DE CONVERSION

1 mètre cube	=	35,3 pieds cubes de gaz naturel
1 mètre cube	=	6,29 barils
1 gigajoule	=	0,95 mille pieds cubes de gaz naturel à 1 000 BTU par pied cube
1 pi^3	=	1 kBTU
1 kpi^3	=	1 MBTU
1 kpi^3	=	1,054615 GJ
1 Gpi^3	=	1,054615 PJ
1 Tpi^3	=	1,054615 EJ

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un tribunal de réglementation fédéral indépendant qui réglemente plusieurs aspects de l'industrie énergétique au Canada. Il a pour raison d'être de promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique dans l'intérêt public canadien en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques. L'Office a notamment pour fonction de réglementer la construction et l'exploitation des pipelines interprovinciaux et internationaux, en plus des droits et des tarifs pipeliniers. Il a également pour rôle clé de réglementer les lignes internationales de transport d'électricité et certaines lignes interprovinciales désignées. Il réglemente enfin l'exportation et l'importation de gaz naturel, l'exportation de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité, ainsi que certaines activités d'exploration pétrolière et gazière dans les régions pionnières, en particulier dans le Nord et certaines régions au large des côtes.

L'Office recueille et analyse des données sur les marchés de l'énergie au Canada dans le cadre de ses processus de réglementation et de surveillance des marchés. Dans ce contexte, il produit des publications, des rapports statistiques et des allocutions portant sur divers aspects du marché canadien de l'énergie. Les rapports de la série Évaluation du marché de l'énergie (ÉME) publiés par l'Office fournissent une analyse des principaux produits énergétiques. Par ces ÉME, les Canadiens sont tenus informés des perspectives de l'offre d'énergie afin d'être sensibilisés aux facteurs sur lesquels reposent les décisions liées à l'énergie. Les décideurs sont eux aussi informés des questions réglementaires et des enjeux auxquels il faut porter attention sur le plan énergétique. Dans ce contexte, l'Office a reçu les commentaires d'un large éventail d'acteurs sur le marché canadien selon lesquels il a un rôle important à jouer et est en mesure de fournir des informations impartiales et objectives aux décideurs fédéraux et provinciaux.

Intitulée *Perspectives à court terme du gaz naturel et des liquides de gaz naturel jusqu'en 2006*, la présente ÉME est le premier rapport à présenter à la fois une analyse et les perspectives à court terme du gaz naturel et des LGN. Le rapport fournit des renseignements détaillés sur les industries du gaz naturel et des liquides de gaz naturel complexes et met en lumière les principaux enjeux à court terme. La présente ÉME a été produite principalement en vue de rehausser l'efficacité des activités de surveillance de l'Office.

Avant de rédiger son rapport, l'ONÉ a dirigé une série d'entrevues informelles avec les responsables de l'industrie pétrochimique, les sociétés pipelinières, les producteurs et commercialisateurs de gaz naturel, les ministères et organismes gouvernementaux, les consultants et les associations industrielles. L'ONÉ apprécie l'information et les commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Résumé

Les marchés du gaz naturel en Amérique du Nord ont connu ces dernières années un équilibre extrêmement serré entre l'offre et la demande. Depuis 2001, la croissance de l'offre n'a pas suivi celle de la demande. Cette conjoncture a contribué à l'avènement de prix élevés et volatils du gaz naturel. De nombreux analystes croient qu'un changement radical s'est opéré dans les prix du gaz naturel. Sans compter qu'au cours de la dernière année, les prix du pétrole ont eu une incidence majeure sur les prix du gaz naturel. Les produits dérivés du pétrole brut font concurrence au gaz naturel et aux LGN dans leurs principaux marchés d'Amérique du Nord. La forte hausse des prix du pétrole et les occasions limitées de remplacement des combustibles ont fait gonfler les prix du gaz. À cause des prix élevés, la demande a diminué dans certains secteurs du fait que les industries ont amélioré leur rendement énergétique en investissant pour diminuer l'intensité énergétique de leurs procédés et en raison aussi des fermetures d'entreprises.

Comme l'Ouest canadien est devenu un gros producteur de gaz, il s'y est développé une capacité correspondante d'extraction des LGN. Au Canada, la presque totalité de l'éthane, 87 % du propane et 67 % du butane sont produits à partir du gaz naturel. Les pentanes plus issus des usines à gaz comptent pour la majeure partie de la production de condensats au Canada. Pour produire des avantages additionnels, une industrie pétrochimique d'envergure mondiale s'est développée en Alberta où l'on convertit les LGN en produits à valeur ajoutée comme l'éthylène.

Comme les LGN au Canada sont extraits principalement du gaz naturel, toute variation de l'offre et de la demande de gaz naturel a un impact sur l'offre de LGN. Les périodes de prix élevés et volatils du gaz naturel influent sur les facteurs économiques de l'extraction des LGN du flux gazeux. À l'inverse, les LGN laissés dans le flux gazeux augmentent l'offre de gaz naturel.

Offre et demande de gaz naturel

Observations : Les prix du gaz naturel, qui sont établis au sein d'un marché nord-américain intégré, dépendent de facteurs régionaux comme les frais du transport, les contraintes de l'infrastructure et les conditions météorologiques. Ils peuvent toutefois être fortement influencés aussi par les prix mondiaux du pétrole car les produits à base de pétrole comme les mazouts font concurrence au gaz naturel, en particulier dans le Nord-Est des États-Unis.

Les prix du gaz naturel devraient continuer d'être fortement influencés par le prix du pétrole brut et ils devraient généralement tomber dans la fourchette de prix fixée par le mazout lourd et l'huile de chauffage (mazout) n° 2. Comme on s'attend que le pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) pourrait atteindre la moyenne de 50 $US le baril durant la période envisagée, les prix moyens du gaz naturel devraient osciller entre 6,90 $US/MBTU et 10,34 $US/MBTU. Pour tenir compte de l'influence actuelle du marché du pétrole brut sur les prix du gaz naturel et aussi du risque et de la volatilité dans ce marché, on a également analysé le scénario d'une variation de 10 $US le baril des prix du pétrole. Cela élargit la fourchette estimée des prix du gaz naturel de 5,51 $US/MBTU à

12,41 $US/MBTU. Étant donné l'offre serrée et la capacité limitée d'accroître les approvisionnements rapidement, situation qui pourrait être aggravée par des conditions climatiques rigoureuses, les prix du gaz devraient demeurer élevés et volatils. C'est pourquoi les prix du gaz pourraient déborder de cette fourchette durant la période envisagée.

Le profil de la production de gaz naturel au Canada semble s'être stabilisé et devrait se maintenir autour de 476,0 Mm^3/j (16,80 Gpi^3/j) jusqu'à la fin de 2006. Comme la production canadienne de gaz classique diminue, elle pourrait être compensée par une hausse de production du gaz naturel tiré du charbon (GNC). À long terme, le gaz naturel tiré du charbon, également connu sous le nom de méthane des gisements houillers, pourrait constituer une part importante de l'offre de gaz au Canada.

La demande de gaz naturel au Canada et aux États-Unis devrait augmenter de 1,5 % pour passer d'environ 1 950,7 Mm^3/j (68, 86 Gpi^3/j) en 2004 à environ 1 980,7 Mm^3/j (69,92 Gpi^3/j) en 2006.

Au Canada, la croissance de la demande la plus importante provient de l'exploitation des sables bitumineux, laquelle pourrait atteindre 28,6 Mm^3/j (1,01/Gpi^3/j) au quatrième trimestre de 2006, soit une hausse de 8,3 Mm^3/j (0,29 Gpi^3/j) par rapport à 2004.

Situation 1 : Les Canadiens devront composer avec des prix du gaz naturel élevés et volatils au cours de la période envisagée. Si les prix élevés du gaz ont avantagé la croissance économique du Canada, ils représentent cependant un coût plus élevé pour les consommateurs et pour le secteur industriel.

Situation 2 : Pour les producteurs de sables bitumineux, les prix élevés et volatils du gaz naturel ont ajouté de l'incertitude à l'égard des frais d'exploitation. C'est pourquoi ils envisagent des produits qui pourraient remplacer le gaz naturel et ils prendront des décisions d'investissement à la lumière de leur situation économique.

Conclusion : Les producteurs d'énergie du Canada sont des preneurs de prix dans un marché nord-américain intégré qui est également influencé par les prix mondiaux du pétrole. Durant la période envisagée, il existe peu d'options pour gérer le risque de prix. À long terme toutefois, il est possible d'atténuer les effets des prix élevés du gaz naturel de diverses manières, notamment par l'amélioration du rendement énergétique, la gestion axée sur la demande, l'amélioration des technologies énergétiques et la découverte de nouvelles options énergétiques.

Les gouvernements et l'industrie devraient continuer de soutenir la recherche afin de mettre au point et d'implanter de nouvelles technologies pour réduire la demande de gaz naturel dans l'exploitation des sables bitumineux.

Infrastructure du gaz naturel

Observations : L'utilisation actuelle de l'infrastructure du gaz naturel au Canada et aux États-Unis se transformera au gré des changements qui surviennent dans la nature et la provenance des sources d'approvisionnement de gaz en Amérique du Nord. Au Canada, la productibilité de gaz classique de la plus grosse province productrice, l'Alberta, devrait diminuer au cours de la période envisagée, mais on prévoit que des gains seront réalisés en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. La croissance de la production de gaz aux États-Unis proviendra surtout de la région des Rocheuses. Conjugués à la hausse escomptée des importations de gaz naturel liquéfié (GNL) en Amérique du Nord, le volume et les schémas d'utilisation des flux gazeux transitant par l'infrastructure pipelinière existante devraient changer. En outre, une nouvelle infrastructure de transport a également été proposée par les principaux acteurs de l'industrie.

Les besoins en pipelines et autres installations énergétiques sont également influencés par les variations de la demande de gaz. Par exemple, si l'on se reporte au-delà de la période envisagée, la consommation en hausse du gaz naturel par les exploitants des sables bitumineux dans l'Ouest canadien pourrait réduire la quantité de gaz disponible pour d'autres marchés en aval et avoir un impact sur le flux gazeux dans les pipelines de transport existants. De même, la demande croissante de production d'électricité au gaz naturel contribuera également à rehausser la demande de gaz naturel au cours de la période envisagée. Le gaz naturel destiné à la production d'électricité au Canada et aux États-Unis pourrait augmenter pour passer d'environ 528,9 Mm^3/j (18,67 Gpi^3/j) en 2004 à environ 564,0 Mm^3/d (19,9 Gpi^3/j) en 2006. Au-delà de la période envisagée, le gaz naturel destiné à la production d'électricité au Canada pourrait augmenter de 5,7 Mm^3/j (0,20 Gpi^3/j) pour passer à 17,0 Mm^3/j (0,60 Gpi^3/j) si la production d'électricité au charbon en Ontario était remplacée par celle au gaz naturel d'ici à 2009. L'utilisation croissante du gaz naturel pour la production d'électricité et le chauffage pourrait également entraîner de plus grandes variations des flux dans les pipelines et une utilisation accrue du stockage du gaz naturel, plus près du marché d'utilisation finale, pour répondre aux demandes de pointe.

Situation : Les variations dans la nature et les sources d'approvisionnement de gaz naturel et les variations des schémas d'utilisation du gaz naturel pourraient nécessiter des changements à l'infrastructure existante et, par conséquent, aux taux, aux droits et aux tarifs existants. De plus, au-delà de la période envisagée, les hausses éventuelles des importations de GNL aux États-Unis et, éventuellement, au Canada, et la mise en valeur du gaz naturel du Nord obligeront à mettre en place une nouvelle infrastructure de transport et de stockage. En général, les projets d'infrastructure nécessitent des coûts en capital élevés et de longs délais de mise en œuvre, attribuables en grande partie à la fragmentation des processus réglementaires d'approbation.

Conclusion : Pour mettre en œuvre une nouvelle infrastructure de façon efficace ou modifier l'infrastructure existante, les parties en présence doivent s'entendre sur la manière dont les organismes de réglementation collaboreront ensemble pour trouver des solutions réglementaires innovatrices et intelligentes.

Offre, demande et infrastructure de LGN

Divers défis attendent l'industrie des LGN au Canada. La demande de LGN devrait augmenter par suite de la croissance de la demande pour le chauffage, la pétrochimie, l'essence et le diluant du bitume et du pétrole lourd. L'offre d'éthane est actuellement considérée comme serrée en raison de la demande de l'industrie pétrochimique pour les charges d'alimentation et de son utilisation pour la récupération assistée des hydrocarbures. Il en est de même des pentanes plus, qui sont utilisés comme diluants du bitume et du pétrole lourd.

On prévoit une croissance limitée de l'offre de LGN au cours de la période envisagée. Premièrement, l'économie de l'extraction de LGN repose sur le prix du gaz par rapport aux prix des composants des LGN. Les prix élevés du gaz naturel par rapport au prix du pétrole découragent l'extraction des LGN. Deuxièmement, l'accroissement de la demande de gaz naturel chez les exploitants des sables bitumineux réduit la quantité de gaz riche en liquides qui est disponible pour les usines de chevauchement. Troisièmement, le GNC est constitué de méthane presque pur et en général il ne contient pas de LGN. Cela signifie que la hausse de la production de GNC risque de diluer les concentrations de LGN qui aboutissent dans les usines de traitement.

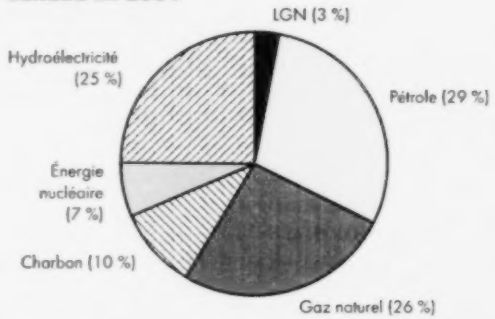
Situation : Des investissements importants ont été effectués pour développer l'infrastructure de transport et d'extraction des LGN et pour fournir des charges d'alimentation au secteur pétrochimique. Ces industries sont en train d'évaluer leurs options afin d'obtenir des sources de LGN supplémentaires et des produits de remplacement.

Conclusion : Les secteurs de l'extraction des LGN et de la pétrochimie font face à une offre serrée et à des prix élevés pour les produits. Les gouvernements et les secteurs touchés doivent trouver de nouveaux moyens de diversifier les approvisionnements de charges d'alimentation et d'améliorer l'efficacité des procédés d'extraction des LGN.

INTRODUCTION

En 2004, le gaz naturel comptait pour plus de 25 % de la consommation d'énergie primaire dans l'ensemble de l'Amérique du Nord, au deuxième rang derrière le pétrole. Au Canada, la part du gaz naturel était légèrement plus élevée, à 26 %. Pour illustrer l'importance du gaz naturel dans l'économie, soulignons qu'en 2004, les exportations de gaz naturel du Canada ont dépassé les 27 milliards de dollars canadiens. Les liquides de gaz naturel (LGN) représentent environ 3 % de la demande d'énergie primaire au Canada. Les revenus tirés des exportations de propane et de butane au Canada se chiffraient respectivement à 2,2 milliards et 543 millions de $CAN. La figure 1.1 indique la répartition de la consommation d'énergie primaire au Canada en 2004 par type de produit.

Consommation d'énergie primaire au Canada en 2004



Source : BP Statistical Review of World Energy, juin 2005

Comme l'Ouest canadien est devenu un gros producteur de gaz naturel, il s'est développé en parallèle une grande capacité de traitement. Compte tenu du fait que les LGN au Canada sont extraits principalement du gaz naturel, toute variation de l'offre et de la demande de gaz naturel a un impact sur les approvisionnements de LGN. Au Canada, la presque totalité de l'éthane, 87 % du propane et 67 % du butane produits dérivent du gaz naturel. Les pentanes plus issus des usines à gaz forment la majeure partie de la production de condensat. Afin de profiter des bienfaits de l'extraction des LGN, une industrie pétrochimique d'envergure mondiale s'est développée en Alberta. Les revenus d'exportation des produits chimiques, des plastiques et des engrais, dont une bonne part est dérivée de notre secteur pétrochimique à base d'éthane, atteignaient près de 27 milliards de $CAN en 2004.

La figure 1.2 donne un instantané de la situation du gaz naturel au Canada et aux États-Unis et des LGN, illustrant la demande relative, les régions approvisionneuses et les lieux de stockage du gaz naturel et de LGN au Canada. Les zones ombrées indiquent les régions productrices de gaz au Canada et dans les 48 États du Sud. Environ 95 % de la production de gaz naturel au Canada et dans les 48 États du Sud provient actuellement d'une région qui suit généralement la ligne continentale de partage des eaux. La demande de gaz naturel se déploie toutefois sur l'ensemble du territoire, certains grands marchés se trouvant à grande distance des principales sources d'approvisionnement. La majeure partie de la demande provient en fait du Nord-Est américain, du Midwest américain, de la Californie et de la côte du golfe du Mexique. Les États-Unis importent également une faible quantité de gaz naturel liquéfié (GNL). Le gaz canadien est exporté aux États-Unis; il est transporté vers les marchés du centre du Canada par un vaste réseau de pipelines. Le stockage du gaz naturel permet de

Offre et demande de gaz naturel au Canada et aux États-Unis

Sources : ONÉ, Statistique Canada

Production de gaz naturel en 2004		
	Millions de m^3/j	Gpi^3/j
Canada	473,4	16,7
É.-U.	1 436,2	50,7
Total	**1 909,6**	**67,4**

Demande de gaz naturel en 2004		
	Millions de m^3/j	Gpi^3/j
Canada	218,7	7,7
É.-U.	1 726,6	61,0
Total	**1 945,3**	**68,7**

	Milliers de m^3/j	Mb/j
Éthane	40,2	252,8
Propane	28,0	176,0
Butane	16,1	101,4
Pentanes Plus	25,5	160,8
Total	**109,8**	**691,0**

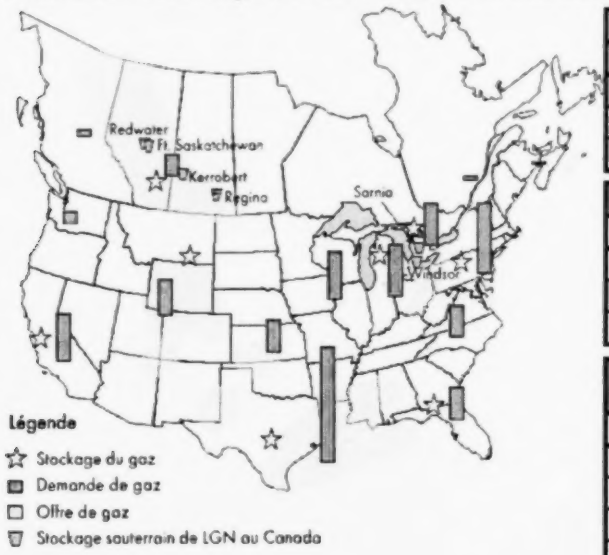
combler l'écart entre l'offre et la demande, surtout l'hiver lorsque la demande pour le chauffage des locaux est élevée. La principale source d'approvisionnement de LGN est la même que pour le gaz naturel; c'est pourquoi le stockage des LGN en Alberta s'effectue lui aussi à proximité de la source d'approvisionnement. Le stockage des LGN au Canada est concentré en Alberta et en Ontario, les deux foyers de la pétrochimie au Canada.

Les marchés du gaz naturel en Amérique du Nord ont connu ces dernières années un équilibre extrêmement serré entre l'offre et la demande. Depuis 2001 en effet, la croissance de l'offre n'a pas suivi celle de la demande. Cette conjoncture a contribué à l'explosion et à la volatilité des prix du gaz naturel. Selon de nombreux analystes, les prix du gaz naturel ont subi un changement radical. L'an dernier, les hausses spectaculaires des prix du pétrole et la diminution des occasions de remplacement des combustibles ont exacerbé le mouvement haussier des prix du gaz. La hausse des prix a ainsi entraîné une diminution de la demande dans certains secteurs par suite de l'amélioration de leur intensité énergétique et de la fermeture d'entreprises. Enfin, les périodes marquées par les prix élevés et volatils du gaz naturel influent sur la rentabilité de l'extraction des LGN du flux gazeux.

1.1 L'essentiel sur le gaz naturel et les LGN

Le gaz naturel contribue largement à l'approvisionnement énergétique de l'Amérique du Nord. On le tient pour une des sources d'énergie de combustion les plus propres qui soient et il se prête à de multiples usages dans les domaines résidentiel, commercial et industriel. L'essentiel de la production de gaz naturel en Amérique du Nord provient des sources classiques; toutefois, la production de gaz naturel à partir de sources non classiques prend de plus en plus d'importance. Au Canada, la mise en valeur du gaz naturel non classique n'a pas progressé au même rythme qu'aux États-Unis. Le gaz

Offre et demande de gaz naturel au Canada et aux États-Unis



Sources : ONÉ, Statistique Canada

Production de gaz naturel en 2004		
	Millions de m^3/j	Gpi^3/j
Canada	473,4	16,7
É.-U.	1 436,2	50,7
Total	**1 909,6**	**67,4**

Demande de gaz naturel en 2004		
	Millions de m^3/j	Gpi^3/j
Canada	218,7	7,7
É.-U.	1 726,6	61,0
Total	**1 945,3**	**68,7**

Production de LGN au Canada en 2004 à partir des usines à gaz		
	Milliers de m^3/j	Mb/j
Éthane	40,2	252,8
Propane	28,0	176,0
Butane	16,1	101,4
Pentanes Plus	25,5	160,8
Total	**109,8**	**691,0**

combler l'écart entre l'offre et la demande, surtout l'hiver lorsque la demande pour le chauffage des locaux est élevée. La principale source d'approvisionnement de LGN est la même que pour le gaz naturel; c'est pourquoi le stockage des LGN en Alberta s'effectue lui aussi à proximité de la source d'approvisionnement. Le stockage des LGN au Canada est concentré en Alberta et en Ontario, les deux foyers de la pétrochimie au Canada.

Les marchés du gaz naturel en Amérique du Nord ont connu ces dernières années un équilibre extrêmement serré entre l'offre et la demande. Depuis 2001 en effet, la croissance de l'offre n'a pas suivi celle de la demande. Cette conjoncture a contribué à l'explosion et à la volatilité des prix du gaz naturel. Selon de nombreux analystes, les prix du gaz naturel ont subi un changement radical. L'an dernier, les hausses spectaculaires des prix du pétrole et la diminution des occasions de remplacement des combustibles ont exacerbé le mouvement haussier des prix du gaz. La hausse des prix a ainsi entraîné une diminution de la demande dans certains secteurs par suite de l'amélioration de leur intensité énergétique et de la fermeture d'entreprises. Enfin, les périodes marquées par les prix élevés et volatils du gaz naturel influent sur la rentabilité de l'extraction des LGN du flux gazeux.

1.1 L'essentiel sur le gaz naturel et les LGN

Le gaz naturel contribue largement à l'approvisionnement énergétique de l'Amérique du Nord. On le tient pour une des sources d'énergie de combustion les plus propres qui soient et il se prête à de multiples usages dans les domaines résidentiel, commercial et industriel. L'essentiel de la production de gaz naturel en Amérique du Nord provient des sources classiques; toutefois, la production de gaz naturel à partir de sources non classiques prend de plus en plus d'importance. Au Canada, la mise en valeur du gaz naturel non classique n'a pas progressé au même rythme qu'aux États-Unis. Le gaz

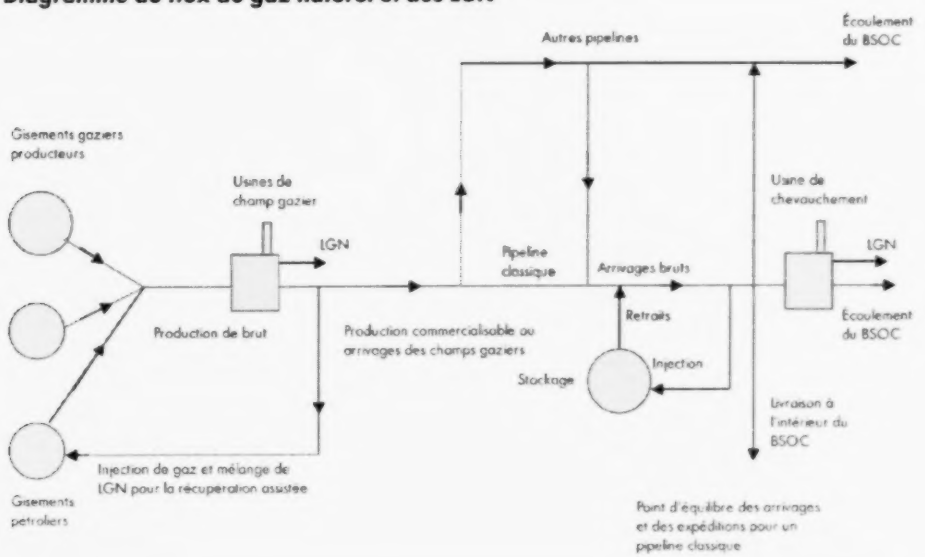
naturel tiré du charbon (GNC) pour sa part est une source non classique qui connaît une croissance rapide et pourrait accaparer une plus grande part de l'offre.

La composition du gaz naturel varie selon la source. À l'état brut, le gaz naturel est composé principalement de méthane, mais il renferme aussi des hydrocarbures plus lourds à divers degrés et, éventuellement, certains constituants qui ajoutent peu ou pas de valeur calorifique, comme l'eau, le dioxyde de carbone, l'azote, le soufre et l'hydrogène sulfuré. Le gaz naturel est souvent traité en vue d'extraire du flux gazeux et récupérer la plupart des hydrocarbures lourds qu'il contient – ce qu'on appelle les liquides de gaz naturel (LGN). Les LGN ont une valeur en tant que produits distincts, mais il est également nécessaire d'extraire du flux gazeux les hydrocarbures les plus lourds, comme les pentanes plus, les butanes et le propane, afin de rendre plus efficace l'exploitation des pipelines de gaz naturel. Voilà pourquoi ces liquides sont pour l'essentiel extraits dans des installations situées relativement près des champs producteurs, d'où leur nom d'usines de champ gazier.

De tous les LGN, c'est l'éthane dont la structure chimique se rapproche le plus de celle du méthane, le composant prédominant du gaz naturel. En raison de cette parenté, l'extraction de l'éthane et de quantités infimes de propane et de butane est plus difficile. On a recours à l'extraction dite de « coupes lourdes » des LGN du flux gazeux. Comme le procédé est plus complexe et coûteux, les usines d'extraction de coupes lourdes ont tendance à être concentrées en quelques endroits et de grande envergure. Les plus importantes de l'Ouest canadien sont situées dans la trajectoire des principaux pipelines qui quittent l'Alberta, où elles se trouvent en quelque sorte à « chevaucher » le pipeline, d'où leur nom d'usines de chevauchement. Après le traitement, le gaz naturel propre ou « commercialisable » est transporté par un réseau de pipelines et livré aux unités de stockage ou aux points d'utilisation. La figure 1.3 est un diagramme simplifié qui montre les flux possibles du gaz naturel et des LGN.

Des quantités importantes de propane et de butane sur le plan commercial sont également produites à partir de procédés de raffinage du pétrole brut. Sur le marché international, où le raffinage du pétrole brut représente l'essentiel de la production de liquides d'hydrocarbures légers, le propane et le butane

Diagramme du flux du gaz naturel et des LGN



sont également connus sous le nom de gaz de pétrole liquéfié (GPL). Les pentanes plus sont aussi connus sous le nom de condensat d'usine ou d'essence naturelle et ils diffèrent du condensat produit à partir du pétrole, lequel contient certains distillats moyens et certains composants plus lourds, comme le naphte et le gas-oil. Les pentanes plus tirés du gaz naturel représentent la presque totalité des approvisionnements de condensat au Canada et c'est pourquoi les deux termes sont souvent employés de manière interchangeable.

L'éthane, le propane, le butane et les pentanes plus ont tous un rôle important à jouer dans l'économie énergétique. Même si une partie de l'éthane du Canada sert de solvant pour rehausser la récupération du pétrole, l'éthane sert principalement de matière première à l'industrie de l'éthylène pour confectionner des produits dérivés, tels le polyéthylène (plastique), l'éthylène glycol et l'éthylbenzène. Le propane est largement connu comme combustible à barbecue, mais en réalité il possède une large palette d'emplois commerciaux (chauffage des locaux, charges d'alimentation pour l'industrie pétrochimique, séchage des récoltes, transport et autres usages agricoles et industriels). Le butane est principalement utilisé par les raffineurs pour la fabrication de l'essence, mais il sert également de charge d'alimentation en pétrochimie. Ces dernières années, l'utilisation du butane comme diluant du pétrole brut lourd s'est intensifiée. La plupart des pentanes plus produits au Canada sont employés comme diluants du pétrole brut lourd pour en faciliter le transport par pipeline.

1.2 Portée du rapport

L'Office a décidé de publier la présente ÉMÉ, *Perspectives à court terme du gaz naturel et des liquides de gaz naturel jusqu'en 2006*, afin d'approfondir l'analyse à court terme des marchés de l'énergie et d'examiner les problèmes auxquels feront face l'industrie du gaz naturel et celle des LGN d'ici à 2006. Le présent rapport se penche sur la dynamique de l'offre et de la demande de gaz naturel et de LGN, vu que les LGN sont un composant du gaz naturel et que toute analyse des LGN commande une analyse correspondante de l'évolution de la situation.

Le présent rapport présente un aperçu historique de la situation entre 2000 et 2004, ainsi que les perspectives de l'offre, de la demande, de l'infrastructure et des prix du gaz naturel et des LGN jusqu'à la fin de 2006. Alors que l'offre, la demande et l'infrastructure sont des sujets qui seront débattus à la lumière de la situation et des enjeux au Canada, la question des prix est souvent tributaire de la situation des marchés à l'extérieur du Canada, d'où la nécessité d'examiner ces questions dans une perspective plus large. Ainsi, le chapitre 2 analyse les prix du gaz naturel et du pétrole et se penche sur le rapport qui existe entre les prix de ces produits et ceux des LGN. Le chapitre 3 porte sur les prévisions à court terme de l'offre et de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord, de même que sur l'apport du GNC et du GNL à l'ensemble de l'offre. Le chapitre 4 expose l'offre et la demande de LGN par produit au Canada. Le chapitre 5 fait le bilan des différents éléments de l'infrastructure nord-américaine, notamment les usines à gaz, les réseaux de collecte et les pipelines. Enfin, le chapitre 6 conclut en proposant une synthèse des principales observations et des principaux enjeux.

PRIX DES PRODUITS

L'Amérique du Nord connaît actuellement une période sans précédent de prix élevés et volatils au chapitre de l'énergie. Comme tous les marchés énergétiques sont interreliés, un événement qui survient au sein d'un marché, par exemple celui du pétrole brut, risque de se répercuter sur le marché du gaz naturel. Le marché du pétrole brut est devenu depuis quelques années le principal déterminant du marché de l'énergie. Il existe un rapport entre les prix du pétrole brut et ceux du gaz naturel du fait que le gaz naturel est en concurrence avec les produits pétroliers raffinés. C'est particulièrement le cas dans les principaux marchés du chauffage résidentiel, du combustible industriel et de la production d'électricité. Les LGN font également concurrence aux produits dérivés du pétrole brut et proviennent principalement du gaz naturel canadien.

2.1 Prix du pétrole brut

2.1.1 *Contexte de 2000 à 2004*

Au début de 2000, le prix du West Texas Intermediate (WTI) s'élevait à 27 $US le baril. Les stocks de pétrole commercial dans les principaux marchés de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) étaient à leur plus bas niveau en dix ans, mais à la fin de cette année-là la croissance de la demande était faible et les stocks de pétrole commercial ont commencé à se reconstituer. En 2001, les attentats terroristes du 11 septembre ont eu des effets négatifs sur l'économie américaine déjà affaiblie et partant, sur la demande de pétrole. Les stocks mondiaux de pétrole commercial exploité à terre étaient élevés, de sorte que l'Organisation des pays exportateurs de pétroles (OPEP) a dû réduire la production pour soutenir les prix du pétrole. En 2002 toutefois, la donne a rapidement changé avec la reprise économique aux États-Unis, conjuguée aux inquiétudes à l'égard de la disponibilité des approvisionnements en provenance d'Iraq et du Venezuela, et aux dommages causés par les ouragans aux installations de production dans le golfe du Mexique. À la fin de 2002, le brut WTI se négociait à 31 $US le baril. En 2003, les prix du pétrole brut étaient une fois encore secoués par le retour de la croissance de la demande mondiale, à plus de 2 %, après cinq années de morosité, en raison surtout de la forte demande en Chine. À ce moment-là, les stocks du brut et des autres produits étaient également bas et les problèmes persistaient au Venezuela. Puis la guerre avec l'Iraq a éclaté. Tous ces facteurs ont alimenté les inquiétudes à l'égard des approvisionnements et entraîné une hausse des prix du pétrole.

En 2004, les prix ont flambé avec la hausse de la consommation mondiale de pétrole à un rythme inégalé en presque trois décennies. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la demande de pétrole en Chine, le plus gros consommateur de pétrole au monde après les États-Unis, s'est accrue de plus de 15 % en 2004. Cette forte croissance de la demande a eu pour effet d'absorber l'essentiel de la production mondiale en réserve et de la capacité de raffinage. À la fin de l'année, le prix du WTI dépassait 43 $US le baril, soit près de 40 % de plus que le prix moyen enregistré en 2003.

2.1.2 *Perspectives pour les prix du pétrole brut de 2005 à 2006*

Les perspectives de l'Office pour les prix du pétrole brut dépendent de plusieurs facteurs, dont la demande de carburants de transport, la croissance de l'offre en provenance des pays hors OPEP, la capacité des pays de l'OPEP de répondre à la croissance de la demande mondiale et la capacité de transporter et raffiner le pétrole brut. Portée par la croissance constatée en Chine et aux États-Unis, la demande mondiale de pétrole devrait, en 2005, augmenter de 2,2 %, ou 216 200 m^3/j (1,4 Mb/j), pour atteindre un volume record de 13,3 Mm^3/j (83,5 Mb/j), selon les chiffres de l'AIE publiés en septembre 2005. Et cela après le taux de croissance de la demande de 3,4 % enregistré en 2004, la plus forte augmentation depuis 1976. En même temps, l'AIE a abaissé ses prévisions de l'offre pour 2005, en raison principalement de la baisse de la croissance de l'offre en Russie.

Dans un tel contexte, l'Office présume que le prix de référence du pétrole brut, le WTI, se négociera à environ 50 $US le baril jusqu'à la fin de 2006. D'après les perceptions du marché pétrolier, le prix plancher devrait s'établir aux environs de 40 $US le baril, alors que le prix plafond serait sans limite. Des pénuries de produit ou l'interruption des approvisionnements de brut pourraient rapidement faire bondir les prix du pétrole, alors qu'il faudrait un ralentissement de la croissance économique pour ébranler la capacité de l'OPEP de gérer le marché mondial du pétrole et de ramener les prix au-dessous de 40 $US le baril. Les risques géopolitiques demeurent une préoccupation, particulièrement en Iraq, en Iran et au Nigeria. Le resserrement de l'offre de produits pétroliers est probable, puisque les raffineries tournent presque à plein régime et que la croissance de la demande de pétrole devrait dépasser la nouvelle capacité de raffinage au cours des deux prochaines années.

Pour une analyse détaillée de l'offre de pétrole brut et d'autres produits, des prix et des marchés, prière de consulter l'ÉMÉ de l'Office intitulée *Perspectives à court terme de la production de pétrole brut au Canada jusqu'en 2006*, parue en septembre 2005.

2.2 Prix du gaz naturel

Au cours des dernières années, la croissance de l'offre de gaz naturel en provenance du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) a ralenti et n'a pas suivi le rythme de la hausse de la demande en Amérique du Nord, ce qui a entraîné la hausse et la volatilité des prix du gaz naturel. Les principaux facteurs qui influencent les marchés et les prix du gaz naturel sont :

- la demande, qui dépend essentiellement des conditions météorologiques, du prix des combustibles concurrents et du niveau des stocks;
- l'offre;
- la psychologie du marché.

Le gaz naturel fait concurrence au mazout comme approvisionnement énergétique pour les installations polycarburants, particulièrement dans le Nord-Est américain. Cela relie le prix du gaz à celui des produits de mazout lourd. L'huile de chauffage n° 2 constitue généralement la limite supérieure et le mazout lourd 1 % de soufre la limite inférieure. Dans le passé, l'huile de chauffage n° 2 commandait une plus-value de 30 %, sur une base d'énergie équivalente, par rapport au pétrole brut. La plus-value a commencé à s'affaiblir à la fin de 2001; elle s'établit actuellement à environ 20 %. Le prix du mazout lourd, par contre, était généralement établi moyennant un escompte par rapport au pétrole brut, sur une base d'énergie équivalente. Historiquement, son prix a été établi à environ 80 % de la valeur du brut. La figure 2.1 illustre le rapport qui existe entre les prix du gaz naturel et les prix des produits pétroliers clés au New York Mercantile Exchange (NYMEX) depuis 2000, ainsi que la fourchette des prix escomptée pour la période allant de 2000 à 2006.

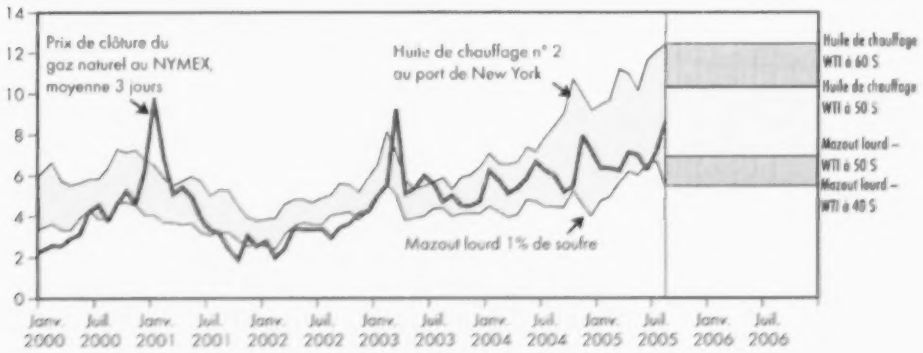
Depuis une dizaine d'années, les marchés canadien et américain du gaz naturel ont évolué progressivement vers un marché nord-américain intégré. Cela est dû pour une bonne part au réseau pipelinier qui relie les bassins d'approvisionnement et les installations de stockage du Canada et des États-Unis aux consommateurs. Depuis la déréglementation du marché du gaz naturel en Amérique du Nord au milieu des années 1980, les réserves du BSOC ont été facilement exploitées et une infrastructure a été construite pour relier cette source d'approvisionnement aux marchés croissants du gaz naturel de l'ensemble de l'Amérique du Nord. Cette croissance importante de la production de gaz naturel dans le BSOC a permis de satisfaire à la majeure partie de la demande additionnelle de gaz de l'Amérique du Nord et de maintenir les prix du gaz naturel en Amérique du Nord à un niveau bas d'environ 2 $US/MBTU.

Il y a également eu croissance du commerce non physique du gaz. Le gaz peut en effet être acheté et vendu plusieurs fois sans parvenir à l'utilisateur final ni au lieu où il est physiquement consommé, lequel peut différer du lieu de la transaction. Le gaz peut également être négocié à terme, pour mieux gérer les risques liés à l'incertitude des prix. Cela a permis au marché d'évoluer de telle sorte que le gaz naturel se négocie maintenant librement au sein d'un marché nord-américain intégré et que le prix et le flux du gaz naturel peuvent être influencés par des facteurs et des événements survenant dans d'autres régions. Les achats et les ventes de gaz s'effectuent aussi à court terme tandis que les flux de gaz s'opèrent avec plus de souplesse afin de répondre à la dynamique des prix régionaux dans l'ensemble de l'Amérique du Nord.

2.2.1 *Crise énergétique en Californie en 2000 et 2001*

Le prix du gaz a subi des hausses importantes durant l'hiver 2000-2001, causées par une pénurie d'énergie en Californie et les régions avoisinantes en raison de la faible disponibilité de l'hydroélectricité, du faible niveau des stocks de gaz et de la perte soudaine de capacité du pipeline alimentant la région en gaz naturel. Par surcroît, l'hiver a été rigoureux et la demande forte, de sorte que les prix du gaz naturel en Amérique du Nord ont atteint un sommet en janvier 2001, comme l'indique le prix de clôture moyen du gaz naturel sur 3 jours au NYMEX, qui a atteint 9,79 $US/MBTU (figure 2.1).

Prix des produits du pétrole et du gaz naturel au NYMEX



Devant des prix sans précédent, les consommateurs ont réduit leur consommation de gaz naturel en misant sur la conservation, en optant pour des combustibles meilleur marché et, dans le cas de nombreuses industries, en interrompant ou réduisant leur production. Quant aux producteurs, ils ont entrepris des forages à une cadence inégalée et légèrement accru la production de gaz.

2.2.2 *Réaction à la nouvelle conjoncture et aux variations des prix de 2001 à 2004*

Alors que les producteurs nord-américains intensifiaient leur activité pour accroître la production de gaz, l'économie américaine entrait en récession en 2001. Dans le même temps, aux mesures prises par les consommateurs pour changer de combustibles ou pour réduire leur consommation de gaz naturel se sont ajoutés les effets du doux temps et des attentats terroristes du 11 septembre 2001, facteurs qui ont concouru à freiner la croissance de la demande de gaz naturel. Ainsi, les prix du gaz naturel ont baissé à des niveaux fixés encore une fois à l'aune du mazout lourd et de l'huile de chauffage nº 2. En octobre 2001, le prix du gaz naturel au NYMEX est tombé à moins de 2 $US/MBTU.

En 2002, la reprise économique graduelle aux États-Unis et la baisse des activités de forage en réaction à la baisse des prix de la fin de 2001 ont commencé à resserrer l'équilibre entre l'offre et la demande en Amérique du Nord, rendant les prix plus sensibles aux variations météorologiques et aux prix des combustibles de remplacement. En 2002, le prix moyen s'est établi à 3,25 $US/MBTU. Depuis le début de 2002, la tension croissante en Iraq et dans d'autres régions productrices de pétrole a provoqué des perturbations et des incertitudes à l'égard de l'offre de pétrole brut. Ce facteur, conjugué à la vigueur de la demande, a entraîné des hausses constantes du prix du pétrole brut. Les prix du gaz naturel ont eux aussi augmenté, suivant ceux du pétrole brut. De plus, en périodes de pointe de la demande ou de resserrement de l'infrastructure, les prix régionaux du gaz naturel ont subi des hausses extrêmes. En janvier 2004 par exemple, le temps froid et le resserrement de l'infrastructure ont entraîné une vive concurrence du gaz sur les marchés du Nord-Est américain et des environs, de sorte que les prix quotidiens au comptant ont atteint 70 $US/MBTU dans les régions de New York et de Toronto.

Les prix élevés du gaz naturel depuis 2003 ont permis de soutenir les campagnes de forage des producteurs. Toutefois, malgré les niveaux d'activité record, les niveaux de production de gaz n'ont pas pu suivre le rythme croissant de la demande en Amérique du Nord. Depuis 2002, les importations de GNL y ont plus que doublé pour répondre à la demande croissante de gaz naturel et en réaction aux prix plus élevés en vigueur en Amérique du Nord.

2.2.3 *Perspectives des prix du gaz naturel de 2005 à 2006*

Les prix élevés soutenus des mazouts de remplacement, en raison des prix élevés du pétrole brut, et la disponibilité limitée des options de combustibles propres entraîneront probablement une augmentation de la demande de gaz ainsi que le maintien de la volatilité et des pressions à la hausse sur les prix du gaz naturel. En 2006, les prix du gaz naturel devraient continuer d'être fortement influencés par le prix du pétrole brut et tomber généralement dans la fourchette de prix fixée par le mazout lourd 1 % de soufre et l'huile de chauffage nº 2, les principaux combustibles à base de pétrole qui font concurrence au gaz naturel au sein des mêmes grands marchés.

D'après les attentes selon lesquelles le prix WTI du pétrole brut pourrait atteindre en moyenne 50 $US le baril pendant la période envisagée, les ratios historiques de l'huile de chauffage nº 2 et du mazout lourd donneraient une fourchette de prix allant de 6,90 $US/MBTU à 10,34 $US/MBTU pour le gaz naturel, selon les facteurs fondamentaux de ce dernier. Dans un marché serré du gaz, la

moindre variation de l'offre ou de la demande peut provoquer de grandes variations du prix du gaz naturel; aussi devrait-on s'attendre à une haute volatilité des prix. Comme le marché du pétrole brut conditionne actuellement les prix du gaz naturel, on a analysé une variation de 10 $US le baril des prix du pétrole pour tenir compte du risque et de la volatilité des prix du marché du pétrole brut. L'utilisation des prix WTI du pétrole brut de 40 $US et 60 $US le baril permet d'élargir la fourchette estimée des prix du gaz naturel de 5,51 $US/MBTU à 12,41 $US/MBTU. Les approvisionnements de gaz naturel sur le marché nord-américain devraient rester serrés pendant toute la période envisagée et la demande devrait maintenir une certaine résistance aux prix élevés du gaz, vu sa réputation de combustible propre.

Les prix du gaz naturel incitent les exploitants à soutenir le même rythme élevé d'activité de forage et assurer les investissements nécessaires pour mettre en valeur les gisements gaziers dans des régions encore inexploitées de l'Amérique du Nord. Les prix élevés aident également à soutenir la croissance prévue des importations de GNL nécessaires pour répondre à la demande nord-américaine. Par contre, les consommateurs et les industries énergivores de l'Amérique du Nord feront les frais des prix élevés du gaz naturel.

2.3 Prix des LGN

En 2004, le Canada a exporté aux États-Unis environ 8,8 Mm^3 (55,2 Mb) de propane et 1,9 Mm^3 (11,6 Mb) de butane, soit environ 75 % de sa production de propane et 22 % de sa production de butane. Comme ces exportations représentent environ 12 % de la demande américaine, les prix au Canada sont influencés par le marché américain. L'établissement des prix des LGN est complexe : en plus de facteurs importants comme les conditions météorologiques et la demande de l'industrie pétrochimique, les prix des LGN dépendent également des rapports de prix entre les LGN, le pétrole brut et le gaz naturel. Ces rapports font en sorte que le marché des LGN réagit parfois de manière atypique à court terme. De plus, compte tenu des approvisionnements mondiaux serrés de GPL, le marché international du GPL a pris de plus en plus d'importance au cours des dernières années et influe davantage sur les prix en Amérique du Nord.

2.3.1 *Rapports entre les prix des produits (LGN, pétrole et gaz naturel) en Amérique du Nord*

Les prix des LGN sont largement influencés par le prix du pétrole brut car les LGN sont surtout en concurrence avec les produits à base de pétrole (en particulier le naphte, l'huile de chauffage et le gas-oil) dans leurs principaux marchés. En général, les prix du pétrole brut déterminent la base du prix plafond des LGN, alors que les prix du gaz naturel en déterminent le prix plancher. Les prix du gaz naturel déterminent le prix plancher parce que, si le prix des LGN s'approche de celui du gaz naturel, il devient moins stimulant sur le plan financier d'engager des coûts additionnels pour extraire les liquides du flux gazeux. En conséquence, la valeur minimale des LGN laissés dans le flux du gaz naturel est le prix du gaz naturel.

Les prix du gaz naturel se négocient généralement à une valeur inférieure au prix du pétrole brut sur une base d'énergie équivalente, et les prix des LGN suivent ceux des produits pétroliers, dont la valeur est plus élevée. En raison du contenu énergétique plus élevé du pétrole brut, les prix du propane et du butane au principal point d'établissement des prix des États-Unis – à Mont Belvieu (Texas) – se sont généralement négociés entre 65 et 80 % (pour le propane) et 85 % (pour le butane) du prix du pétrole brut sur une base volumétrique.

De la fin de 2000 à 2004, il y a eu plusieurs périodes où les prix du gaz naturel ont été évalués à la parité avec ceux du pétrole brut, ou au-dessus. Les prix des liquides de gaz naturel, représentés par le propane à la figure 2.2, ont cessé de suivre les prix du pétrole brut pour s'aligner sur ceux du gaz naturel, plus élevés. Ainsi, les marges tirées de l'extraction diminuent. La section 4.1.1.1, *Facteurs économiques de l'extraction*, fournit plus de détails à ce sujet.

Pour la période envisagée, le marché du pétrole brut devrait être le principal déterminant de tous les prix de l'énergie. Ce soutien accru des prix du gaz naturel et des LGN va exacerber l'impact des facteurs saisonniers et autres sur leurs prix respectifs. Les prix du pétrole brut, la majeure partie du temps, demeureront probablement plus élevés que ceux du gaz naturel au cours de la période envisagée; toutefois, comme la plus-value des prix du pétrole brut par rapport à ceux du gaz naturel chute, les marges tirées de l'extraction seront réduites pour les producteurs canadiens. On prévoit qu'il pourrait y avoir de brèves périodes en hiver où les prix du gaz naturel seraient plus élevés que ceux du pétrole brut. En pareils cas, les prix des LGN seraient déterminés par les prix du gaz naturel.

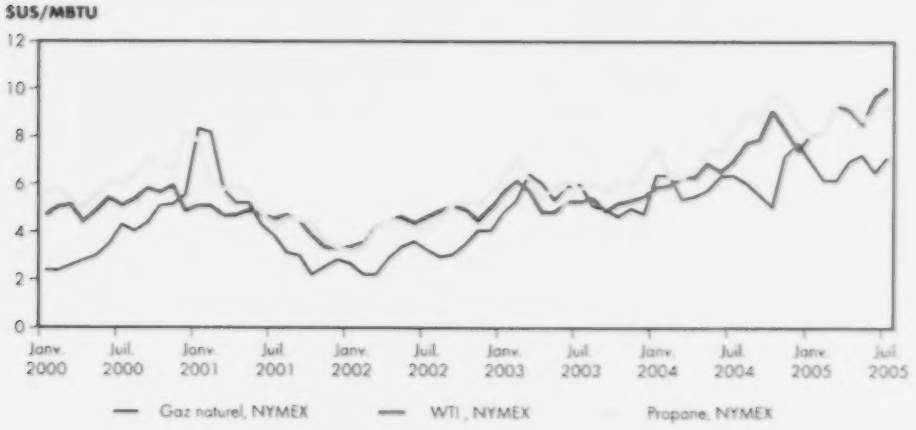
Les prix des pentanes plus au Canada ne sont pas déterminés par ceux du gaz naturel car ils sont équivalents en qualité à un pétrole brut léger. Ils sont plutôt évalués au-dessus du WTI, en particulier dans l'Ouest canadien, vu que la disponibilité du condensat continuera probablement d'être serrée et que les pentanes plus forment la majeure partie des approvisionnements de condensat au Canada. Les prix du propane et du butane devraient se négocier à prix moins élevés que les valeurs passées par rapport à ceux du pétrole brut. Le prix de l'éthane, quant à lui, devrait continuer d'être étroitement lié à celui du gaz naturel. Au Canada, le marché de l'éthane n'est pas aussi liquide ou transparent que le marché américain car on n'y compte que quelques acheteurs et vendeurs. La figure 2.3 indique les prix de référence des LGN au Canada.

2.3.2 *Prix mondiaux du GPL*

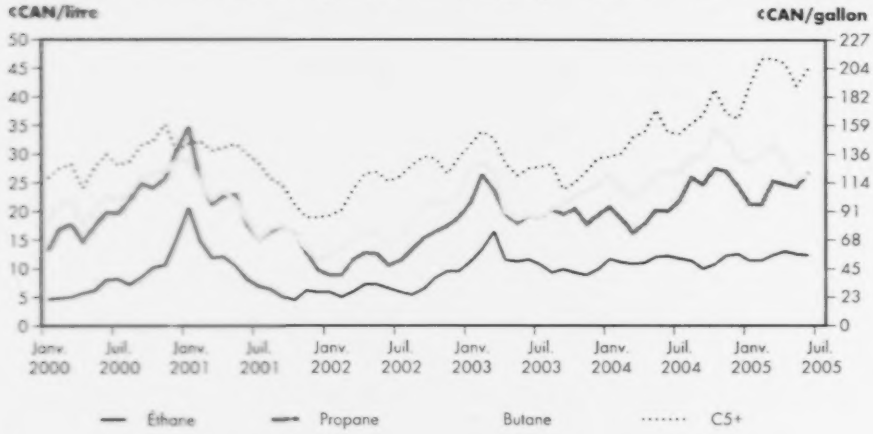
Avant 2000, l'Amérique du Nord était la première source d'approvisionnement mondiale de GPL et le premier marché consommateur, ce qui lui permettait d'établir le prix du GPL. Le vaste secteur pétrochimique de Mont Belvieu, sur la côte américaine du golfe du Mexique, est stratégiquement situé pour recevoir le GPL d'Europe, d'Afrique et du Moyen-Orient (la deuxième source

FIGURE 2.2

Comparaison des prix du propane, du gaz naturel et du pétrole brut (selon le contenu thermique)



Prix de référence au Canada pour l'éthane, le propane, le butane et les pentanes plus



Source : Ministère de l'Énergie de l'Alberta

d'approvisionnement de GPL), à un prix relativement bas. Les approvisionnements d'outre-mer sont traditionnellement attirés vers la côte du golfe du Mexique durant les mois d'été, alors que les prix des produits sont habituellement plus faibles et qu'on a besoin d'espace pour stocker la production excédentaire. La capacité de stockage de Mont Belvieu est sans pareille : elle peut en effet accueillir la production estivale nord-américaine et étrangère.

Depuis 2000, l'équilibre entre l'offre et la demande mondiales de GPL a changé au point qu'il exerce une certaine influence sur les prix nord-américains du GPL. Tel qu'illustré à la figure 2.4, l'Asie a remplacé l'Amérique du Nord au titre de plus vaste marché pour le GPL. On s'attend à une forte croissance de la demande en Asie et à une lente croissance en Amérique du Nord. Globalement, la situation actuelle serrée du marché du GPL devrait se poursuivre au-delà de 2006.

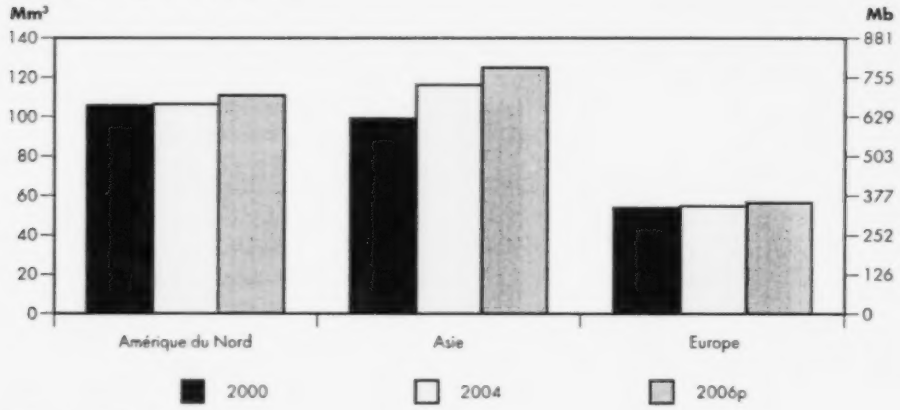
Comme l'indique la figure 2.5, les prix du propane dans différents marchés du monde évoluent généralement en parallèle. Lorsqu'une pénurie d'approvisionnements en Amérique du Nord coïncide avec une pénurie dans une autre région, le prix nord-américain augmente afin d'attirer les approvisionnements.

En 2004, la demande de GPL pour le chauffage résidentiel et commercial en Asie a dépassé celle des secteurs chimique, résidentiel et commercial nord-américains réunis. Cela indique que la course aux approvisionnements risque d'être particulièrement féroce au cours du prochain hiver, ce qui se traduira par une hausse des prix. Si le pétrole brut et le gaz naturel en Amérique du Nord se négocient proches de la parité durant la même période, les marges tirées de l'extraction devraient normalement être négatives. Toutefois, l'impact supplémentaire des prix mondiaux fermes du GPL sur le prix nord-américain pourrait gonfler les prix du GPL au-dessus de ceux du gaz naturel et du pétrole brut, et entraîner ainsi des marges positives pour les opérations d'extraction.

La tendance à long terme donne à penser que le marché mondial du GPL sera relativement serré. La croissance de la concurrence mondiale à l'égard des approvisionnements de GPL devrait entraîner une hausse des prix. À l'inverse, si les économies mondiales réagissent à des prix élevés de l'énergie, la croissance de la demande pourrait quelque peu ralentir, et la concurrence s'estomper.

FIGURE 2.4

Demande régionale de GPL

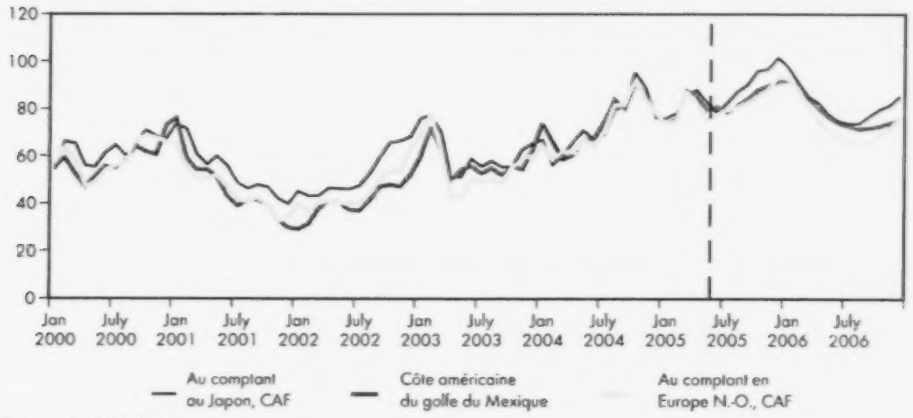


Note : p : prévisions
Source : Pervin & Gertz

FIGURE 2.5

Prix mondiaux du propane

¢US/gallon



Source : Pervin & Gertz

OFFRE ET DEMANDE DE GAZ NATUREL

3.1 Offre de gaz naturel

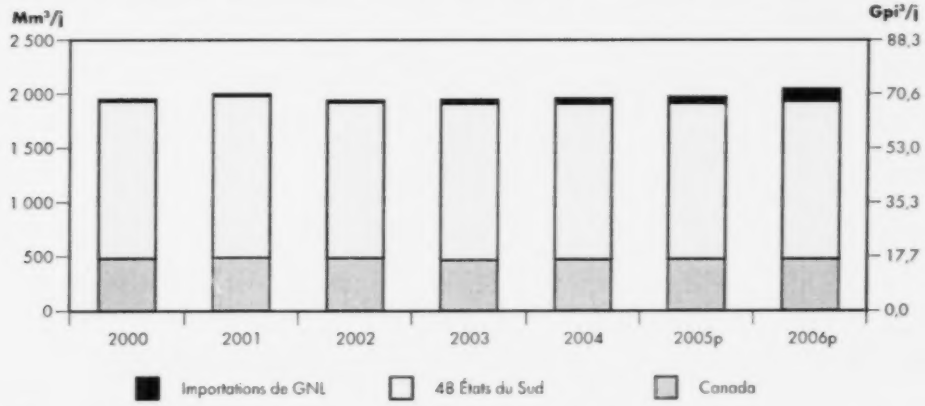
3.1.1 *Production en Amérique du Nord*

Le gaz produit dans le BSOC représente près de 98 % de la production totale canadienne et il en restera le pivot pendant toute la période envisagée. L'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan comptent respectivement pour environ 80 %, 16 % et 4 % de la production du BSOC, alors que le gaz naturel exploité au large des côtes de la Nouvelle-Écosse assure essentiellement le reste de la production.

L'Office s'attend à des variations minimes de la productibilité[1] moyenne annuelle du gaz canadien durant la période envisagée, qui devrait passer de 473,4 Mm^3/j (16,71 Gpi^3/j) en 2004 à 477,9 Mm^3/j (16,87 Gpi^3/j) en 2006. Pour plus de détails[2], prière de consulter l'ÉMÉ publiée par l'ONÉ ayant pour titre *Productibilité à court terme du gaz naturel au Canada, 2004-2006*. Le gaz classique du BSOC et le gaz du large des côtes de la Nouvelle-Écosse maintiendront probablement leurs niveaux de productibilité aux environs de 456,0 Mm^3/j (16,10 Gpi^3/j) et 11,0 Mm^3/j

FIGURE 3.1

Approvisionnements annuels moyens de gaz naturel au Canada et aux États-Unis



Note : p : prévisions

1 Si la capacité pipelinière et les marchés (stockage compris) sont suffisants pour satisfaire à la productibilité, la productibilité et la production peuvent être considérées comme les mêmes pour les fins de la présente analyse.

2 L'Office publiera une analyse intitulée *Productibilité à court terme du gaz naturel au Canada, 2005-2007*, en octobre 2005.

(0,39 Gpi^3/j) respectivement, au cours de la période envisagée. Même si la productibilité du gaz classique de la plus grande province productrice, l'Alberta, devait baisser au cours de la période envisagée d'environ 365,5 Mm^3/j (12,90 Gpi^3/j) à 352,5 Mm^3/j (12,44 Gpi^3/j), l'Office s'attend que les gains de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan compenseront les diminutions en Alberta.

Les prix élevés du gaz naturel seront un facteur déterminant pour accroître les opérations de forage; toutefois, les hausses projetées de l'offre ne devraient pas suivre le rythme de la demande. Le degré élevé de l'activité de forage n'a fait que compenser les taux de diminution plus élevés et la faible productivité des nouveaux puits.

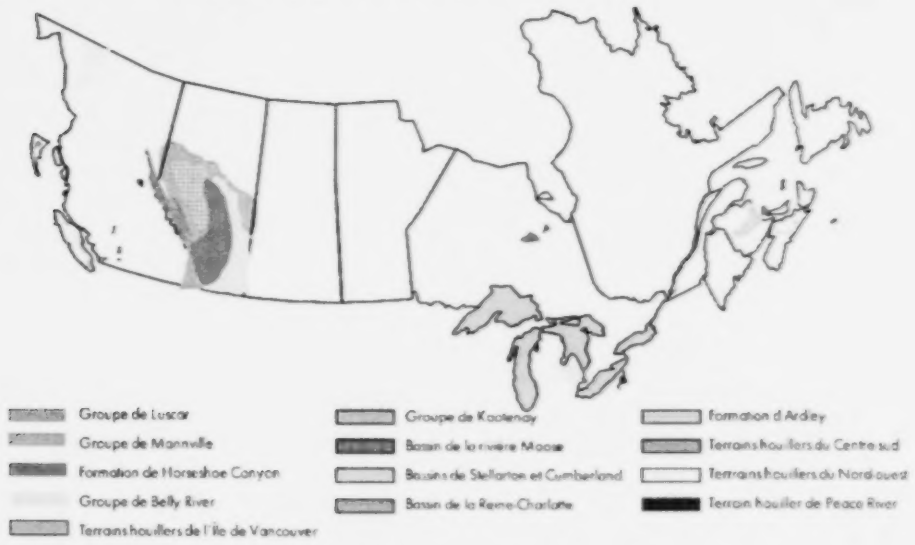
Dans l'ensemble, les perspectives de l'offre de gaz naturel au Canada et aux États-Unis tendent à montrer qu'elle croîtra d'environ 2 % d'ici à 2006 pour atteindre environ 1 936,5 Mm^3/j (68,36 Gpi^3/j) (figure 3.1). L'Office s'attend que la production moyenne annuelle de gaz aux États-Unis connaîtra une légère hausse au cours de la période envisagée, passant de 1 424,6 Mm^3/j (50,29 Gpi^3/j) en 2004 à environ 1 458,9 Mm^3/j (51,50 Gpi^3/j) en 2006, la croissance provenant principalement des Rocheuses.

3.1.1.1 Gaz naturel tiré du charbon

Le gaz naturel tiré du charbon (GNC), également connu sous le nom de méthane des gisements houillers, a le potentiel nécessaire pour devenir une importante source de gaz naturel au Canada. L'intérêt pour cette ressource s'est accru depuis 2001 à la lumière de la production de gaz relativement inchangée en Amérique du Nord et de la hausse de la demande. Le GNC se trouve dans les filons de charbon de plusieurs régions du Canada mais on le rencontre surtout dans les provinces de l'Ouest, tel que l'illustre la figure 3.2. La mise en valeur de la ressource en est au stade préliminaire avec la production en 2004 de 4,3 Mm^3/j (0,15 Gpi^3/j), soit moins de 1 % de la production gazière canadienne. La production commerciale de GNC s'effectue actuellement à partir des houillères de Horseshoe Canyon dans le centre-sud de l'Alberta.

FIGURE 3.2

Zones carbonifères ayant un potentiel de GNC au Canada



Source : Canadian Society of Unconventional Gas (CSUG)

L'Office estime que le GNC pourrait représenter une production de 12,8 Mm^3/j (0,45 Gpi^3/j) avant la fin de 2006, soit moins de 3 % de la production gazière canadienne. Comme le GNC est constitué presque entièrement de méthane et ne contient pas de LGN, la productibilité croissante de GNC ne va pas contribuer à la disponibilité de LGN au Canada, si ce n'est que la mise en valeur du GNC pourrait influer sur la récupération des LGN, lorsque les volumes de GNC augmenteront et que les concentrations de LGN dans le flux gazeux aboutissant dans les usines de traitement deviendront diluées. La récupération des LGN est plus importante lorsqu'il y a de plus fortes concentrations de LGN dans le flux gazeux et elle peut devenir antiéconomique lorsque la concentration de LGN y est trop faible. Pour palier ce problème, on pourrait par exemple réserver au GNC une conduite de distribution à part.

3.1.2 *Gaz naturel liquéfié*

Compte tenu de la croissance marginale de la production dans les 48 États du Sud et au Canada, il faudra de nouvelles sources d'approvisionnement pour répondre à la croissance prévue de la consommation de gaz naturel. Ces nouvelles sources potentielles s'étendent au-delà des sources d'approvisionnement indigène traditionnelles et comprennent l'accès au marché mondial du gaz naturel liquéfié (GNL), qui est en rapide progression. Le gaz naturel devient du GNL lorsqu'il est condensé en un liquide puis stocké à des températures inférieures à -160 °C (-256 °F). À cet état liquide, il n'occupe que le 1/600e du volume du gaz naturel à l'état gazeux, ce qui en facilite le transport vers les marchés et rend ce transport moins coûteux.

Les réserves prouvées de gaz naturel dans le monde sont environ 20 fois plus grandes que les réserves prouvées de gaz naturel de l'Amérique du Nord. De plus, les progrès réalisés au chapitre des technologies de liquéfaction et de transport ont permis d'abaisser le coût unitaire du GNL de 30 % au cours de la dernière décennie, de sorte que le GNL est maintenant considéré concurrentiel sur le plan des coûts par rapport aux approvisionnements intérieurs.

Le GNL est actuellement exporté d'une douzaine de pays (Indonésie, Algérie, Malaysia, Australie, Brunei, Émirats arabes unis, États-Unis, Libye, Nigeria, Qatar, Oman et Trinité-et-Tobago). Comme l'indique le tableau 3.1, la teneur en LGN et le contenu thermique du GNL varient selon le pays d'origine. La contenu thermique peut varier d'un extrême supérieur d'environ 1 162 BTU/pi^3 pour le GNL de Libye à environ 1 000 BTU/pi^3 pour celui d'Alaska, d'Égypte et de Norvège. Le GNL en provenance du Moyen-Orient a un contenu thermique d'environ 1 125 BTU/pi^3 et celui des pays riverains du Pacifique comme l'Indonésie, la Malaysia et l'Australie d'environ 1 110 BTU/pi^3. Pour assurer la sécurité et l'efficience des opérations, les pipelines du Canada et des États-Unis précisent une plage acceptable du contenu thermique qui va généralement d'un peu moins de 1 000 BTU/pi^3 à 1 085 BTU/pi^3.

TABLEAU 3.1

Composition du GNL selon la source

Source du GNL	Méthane C_1 (% molaire)	Éthane C_2 (% molaire)	Propane C_3 (% molaire)	Butane C_4 (% molaire)	Azote N_2 (% molaire)	Contenu thermique (BTU/pi^3)
Trinité	99,72	0,06	0,0005	0,0005	0,20	1 040
Algérie	86,98	9,35	2,33	0,63	0,71	1 098
Autres	80 à 99	1 à 17	0,1 à 5	0,1 à 2	0 à 1	1 000 à 1 160

Les importations de GNL vers les terminaux de la côte Est américaine proviennent en majeure partie de Trinité. En 2004, Cove Point, Maryland LNG aurait importé 14 % de son GNL d'Algérie. Les sources possibles de GNL pour les installations de la côte Ouest proposées sont la Russie, l'Indonésie, l'Australie, la Malaysia et le Moyen-Orient. Les régions dont le Québec pourrait importer du GNL sont le Moyen-Orient, la Norvège ainsi que l'Afrique du Nord et l'Afrique occidentale. Les sources possibles pour le Canada atlantique sont Trinité-et-Tobago, le Qatar, la Russie et l'Algérie.

Dans le cas des pays qui n'ont pas de marché facilement accessibles pour les liquides, les LGN ne sont normalement pas extraits à la source, mais plutôt au point de destination. Le projet proposé à Kitimat comporte des plans pour une infrastructure de récupération des LGN. Avant d'entreprendre la construction des installations de récupération, il faudra notamment évaluer la teneur des liquides dans le gaz, la technologie de récupération appropriée, les valeurs marchandes du gaz naturel et des LGN, les coûts de livraison des LGN aux marchés, les coûts en capital, les coûts du combustible et autres frais d'exploitation.

Alors que les nouvelles sources de GNL, surtout des pays riverains du Pacifique et du Moyen-Orient, produisent du gaz qui dépasse de beaucoup la spécification des pipelines canadiens et américains, d'autres sources de GNL, comme l'Égypte et la Norvège, produisent du gaz en deçà des spécifications canadienne et américaine.

Devant les prix élevés constants du gaz en Amérique du Nord en 2004, les importations de GNL vers l'Amérique du Nord ont augmenté d'environ 30 % par rapport à 2003 pour atteindre une moyenne d'environ 51 Mm^3/j (1,8 Gpi^3/j), soit près de 2 % de la demande nord-américaine. Au cours des dernières années, les terminaux récepteurs ont été agrandis et ils fonctionnent actuellement à une capacité d'environ 80 Mm^3/j (2,8 Gpi^3/j). De plus, de nombreuses installations nouvelles et l'agrandissement de certains terminaux ont été envisagés. La capacité d'importation de GNL en Amérique du Nord en 2006 devrait être portée à 164,3 Mm^3/j (5,8 Gpi^3/j), avec des importations réelles d'environ 113 Mm^3/j (4,0 Gpi^3/j). Plusieurs des nouveaux projets de GNL envisagés pourraient être réalisés au Canada; toutefois, aucune des nouvelles installations ne sera construite durant la période envisagée. La figure 3.3 indique les terminaux de GNL actuellement en exploitation aux États-Unis ainsi que ceux qui ont été proposés au Canada.

La capacité accrue d'importer du GNL ne signifie toutefois pas un approvisionnement garanti. Elle représente un potentiel d'approvisionnement, si la conjoncture est favorable. L'Amérique du Nord devra affronter la concurrence d'autres régions du globe pour son approvisionnement en GNL, comme l'Asie et l'Europe. Les fournisseurs de GNL livreront à l'Amérique du Nord lorsqu'elle représentera le marché le plus attrayant. Les occasions d'arbitrage se présentent dans le monde entier et il arrive que des méthaniers à destination d'un terminal soient déroutés pour une autre destination. Le caractère mondial du commerce du GNL va commencer à lier les prix du gaz d'Amérique du Nord à ceux des marchés concurrents.

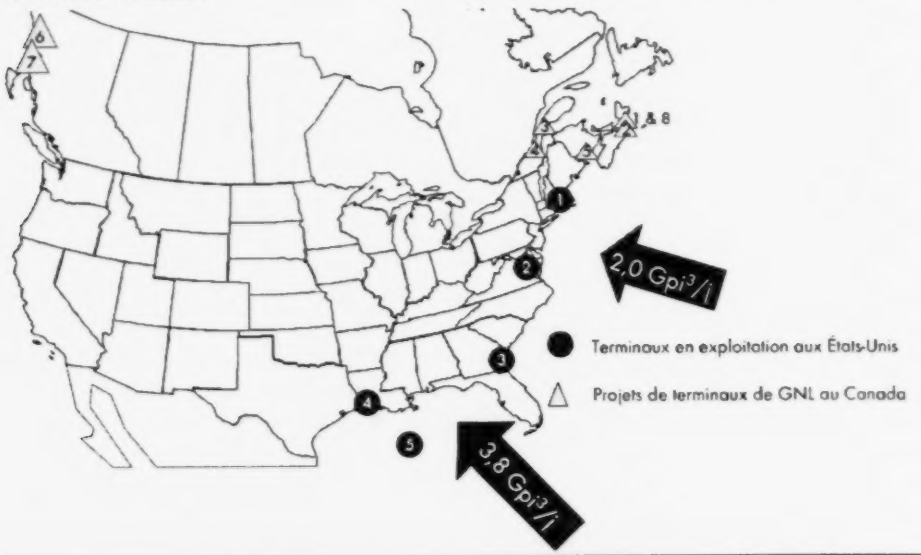
3.2 Demande de gaz naturel

Le gaz naturel compte pour environ le quart de toute l'énergie consommée au Canada et aux États-Unis. Il est employé principalement dans les secteurs résidentiel et commercial comme source de chauffage des locaux, par le secteur industriel comme source de chaleur et comme composante de base dans la production chimique, et par le secteur de production d'électricité (figure 3.4).

3.2.1 *Demande de chauffage résidentiel et commercial*

Comme les secteurs résidentiel et commercial utilisent fortement le gaz naturel pour le chauffage des locaux, particulièrement les mois d'hiver, la demande de gaz naturel est très saisonnière et tributaire de la météo, comme le montre la figure 3.5. La demande de gaz naturel au Canada et aux États-Unis gonfle les mois d'hiver, où elle peut dépasser la production de plus de 850 Mm^3/j (30,0 Gpi^3/j). Le déséquilibre saisonnier entre l'offre et la demande révèle le rôle important que joue le stockage du gaz naturel dans l'équilibrage du marché. L'utilisation croissante du gaz naturel pour produire de l'énergie

Terminaux de GNL en exploitation aux États-Unis et projets de terminaux de GNL au Canada

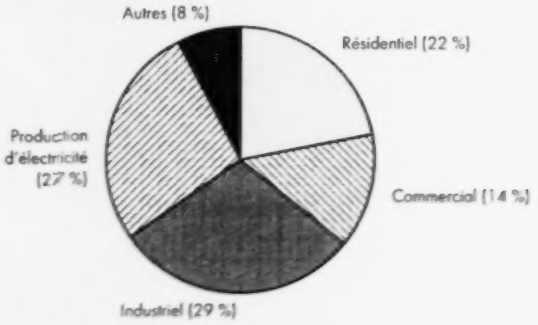


Lieu	Terminal	Société	Capacité (Gpi^3/j)	Date en service
Terminaux en exploitation aux États-Unis ●				
1 Everett, Massachusetts	Tractebel	DOMAC	1,035	Actuel
2 Cove Point, Maryland	Dominion	Cove Point LNG	1,0	Actuel
3 Elba Island, Géorgie	El Paso	Southern LNG	1,22	Actuel
4 Lake Charles, Louisiane	Southern Union	Trunkline LNG	2,1	Actuel
5 Golfe du Mexique	Energy Bridge	Excelerate Energy	0,5	Actuel
Total			**5,8**	
Projets de terminaux de GNL au Canada △				
1 Point Tupper, N.-É.	Bear Head	Anadarko Petroleum Corporation	0,75 à 1,0	Fin 2008
2 Goldboro, N.-É.	Keltic Goldboro	Keltic Petrochemicals Inc.	1,0	Fin 2009
3 Gros-Cacouna, QC	Énergie Cacouna	TransCanada PipeLines Limited et Petro-Canada	0,5	Fin 2009
4 Québec, QC	Rabaska	Société en commandite Gaz Métro, Gaz de France, et Enbridge Inc.	0,5	Fin 2009
5 Saint-Jean, N.-B.	Canaport	Irving Oil Limited et Repsol YPF	1,0	Fin 2008
6 Ridley Island, C.-B.	WestPac Prince Rupert	WestPac Terminals Inc.	0,3	2009
7 Ensley Cove, C.-B.	Kitimat	Galveston Energy	0,610	2009
8 Point Tupper, N.-É.	Statia	Statia Terminals Canada Partnership	0,5	Non disponible

électrique a également commencé à créer des petites pointes l'été, étant donné que les besoins en climatisation des secteurs résidentiel et commercial sont de plus en plus comblés par la production d'électricité à partir du gaz naturel. Cela a réduit les possibilités de reconstituer les stocks durant l'année.

FIGURE 3.4

Demande de gaz naturel au Canada et aux États-Unis – 2004



Consommation totale : 1 945 Mm³/j (68,7 Gpi³/j)

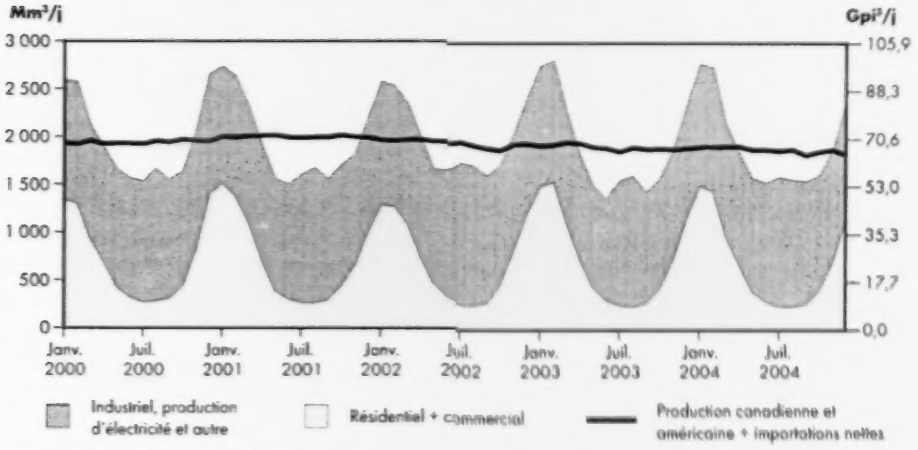
Sources : ONÉ, Statistique Canada, EIA

L'avenir de l'utilisation du gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commercial dépend de plusieurs facteurs, notamment les conditions météorologiques et le nombre, les dimensions et l'efficacité des nouveaux bâtiments. Même si les nouvelles maisons ont un meilleur rendement énergétique, la tendance en Amérique du Nord est de construire de grandes maisons aux plafonds hauts, qui nécessitent plus de chaleur par unité de surface utile. Les maisons neuves au Canada et aux États-Unis sont en moyenne de 13 à 16 % plus grandes que les maisons moyennes existantes avec des besoins en chauffage et en climatisation correspondants. Dans le secteur commercial, la surface utile s'est accrue à un taux annuel moyen d'environ 1,6 % depuis 2000.

Les secteurs résidentiel et commercial ont relativement peu de capacité de passer à d'autres combustibles lorsque les prix du gaz augmentent; c'est pourquoi la réaction à la montée des prix se limite à des mesures d'économie et d'amélioration du rendement énergétique. Même si d'importantes améliorations au rendement énergétique sont possibles en mettant à niveau les appareils, les chaudières et les bâtiments, il reste qu'elles sont limitées par les considérations financières et le taux de rotation des stocks de maisons neuves et d'appareils neufs. Le temps de rotation des appareils et

FIGURE 3.5

Offre et demande de gaz naturel au Canada et aux États-Unis



Sources : EIA, ONÉ et Statistique Canada

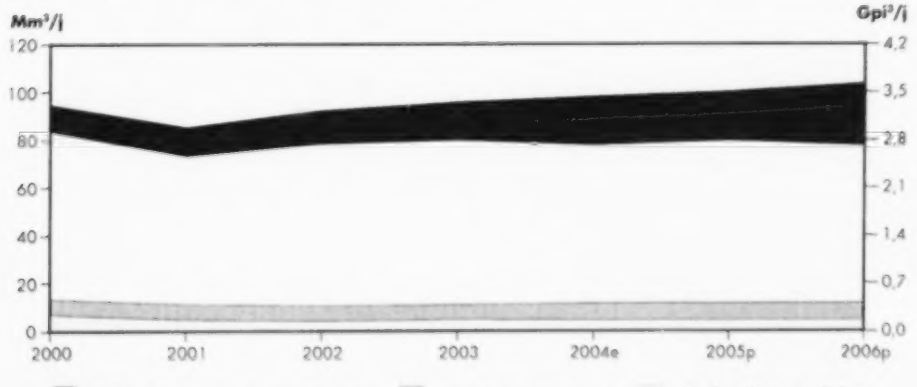
des chaudières peut être long. Aussi ne faut-il pas s'étonner que, même avec la montée des prix du gaz naturel, l'intensité avec laquelle le gaz naturel est utilisé dans ces secteurs demeure relativement stable depuis 2000. D'après l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis, même durant la poussée des prix du gaz en 2001, le réglage de la température moyenne des ménages le jour en hiver n'a pas changé par rapport à la moyenne de 1997 qui était de 21,2 °C (70,2 °F).

Compte tenu de l'amélioration du rendement énergétique, les perspectives jusqu'à 2006 pour la demande de gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commercial restent essentiellement inchangées. Toutefois, la consommation réelle dépendra pour beaucoup du temps qu'il fera. Au Canada, l'utilisation du gaz naturel pourrait augmenter de 2,8 Mm^3/j (0,10 Gpi^3/j) durant la période envisagée pour atteindre 90,6 Mm^3/j (3,20 Gpi^3/j). C'est en supposant que la tendance se maintiendra au niveau de l'amélioration du rendement énergétique, que le nombre de ménages continuera de croître à un taux annuel moyen de 1,4 % et que la surface utile des commerces croîtra à un taux annuel moyen de 1,8 %. Il pourrait toutefois y avoir des variations dans certaines régions comme le Québec, où la province aimerait diversifier sa consommation d'énergie. Le gouvernement provincial y a mis de l'avant une stratégie de l'énergie qui permettrait de diversifier les appareils de chauffage qui utiliseraient des sources d'énergie autres que l'électricité. Cela pourrait accroître la demande de gaz naturel et réduire la demande d'électricité en hiver.

3.2.2 *Demande industrielle et demande non énergétique*

Le secteur industriel compte pour près du tiers de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord et pour près de 40 % de la demande au Canada. La demande industrielle est essentiellement indépendante des conditions météorologiques et stable toute l'année. Depuis que les prix du gaz naturel ont augmenté en 2001, la demande y a fait l'objet de rajustements considérables, comme l'illustre la figure 3.6. La demande industrielle hors sables bitumineux en Amérique du Nord pour le gaz naturel a diminué à un rythme annuel moyen estimé à 1,8 % entre 2000 et 2004, et la consommation pour ce secteur en 2004 est estimée à environ 7 % de moins qu'elle était en 2000. La diminution de la consommation est largement attribuable aux améliorations apportées à l'intensité

Utilisation du gaz naturel par l'industrie au Canada



Notes : e : estimations
p : prévisions

Sources : ONÉ, Statistique Canada

énergétique, au remplacement des combustibles, au ralentissement économique de 2001 et à des fermetures d'usines.

Alors que certaines industries ont réussi à atténuer l'effet des prix élevés du gaz en passant temporairement à d'autres combustibles comme le mazout lourd ou le charbon, d'autres se sont engagées dans la voie du remplacement des combustibles de manière plus permanente. C'est le cas notamment du secteur des pâtes et papiers, qui délaisse le gaz naturel au profit des déchets de bois. Même si les circonstances favorisant le passage au mazout pour des fins industrielles ne durent généralement pas longtemps, elles aident à réduire la demande de gaz naturel durant les périodes de pointe de la demande et des prix. Sur les 572,2 Mm^3/j (20,20 Gpi^3/j) de la demande estimée de gaz naturel industriel en Amérique du Nord, on évalue à environ 6 %, ou 35,4 Mm^3/j (1,25 Gpi^3/j) la quantité qui peut être remplacée, habituellement par le mazout lourd, dans les 30 jours. Même les usines qui ont la capacité d'opter pour des combustibles de remplacement ne peuvent généralement pas renoncer tout à fait au gaz naturel. Les restrictions relatives aux émissions et les considérations environnementales limitent également leur capacité de brûler du mazout lourd à haute teneur en soufre dans certaines régions.

La plupart des entreprises industrielles sont engagées dans des activités visant à améliorer le rendement et l'intensité énergétiques, mais elles ont peu ou pas de capacité d'utiliser des combustibles de remplacement, particulièrement dans le cas des procédés de fabrication à flamme directe. Certaines industries ont trouvé nécessaire de limiter leurs activités ou d'interrompre temporairement leur production en raison de la hausse des prix du gaz. Toutefois, les arrêts de production ne sont peut-être pas une option souhaitée et peuvent entraîner dans certains cas une perte de marché permanente. Plus positivement, la cogénération a permis à certains de réaliser des synergies et des économies d'échelle de manière que l'infrastructure fournisse chaleur et électricité moyennant une faible demande additionnelle de gaz.

Quelque 60 % de la demande de gaz naturel industriel en Amérique du Nord provient d'industries gazivores, comme les industries chimiques, les mines (y compris le gaz et le pétrole), les cimenteries, les industries de première transformation des métaux, l'alimentation, l'agriculture et les pâtes et papiers. Les coûts du gaz naturel représentent généralement plus de 5 % des coûts de production; c'est pourquoi les producteurs sont très sensibles aux prix du gaz naturel. Pour ces industries, l'action combinée de la forte croissance économique mondiale, de la montée des frais de transport (en raison des prix élevés du pétrole pour importer des produits concurrents) et de la chute du dollar américain (qui aide les producteurs américains en décourageant le remplacement des importations) a aidé à maintenir en bonne santé la production industrielle nord-américaine en 2004, en dépit des coûts élevés du gaz. Toutefois, le taux de change canado-américain à la hausse a mis une certaine pression sur les exportateurs canadiens. Certaines industries, comme l'agriculture, la pétrochimie et la sidérurgie, ont obtenu en 2004 des prix élevés pour leurs produits, ce qui leur a permis de contrer les coûts élevés du gaz naturel.

Le gaz naturel sert également de charge d'alimentation dans la production d'engrais ammoniaqués et de méthanol. L'industrie des engrais d'Amérique du Nord est lourdement affectée par les prix élevés du gaz naturel parce que le coût de l'ammoniaque (un dérivé du gaz naturel) constitue l'élément principal de ses frais d'exploitation. Comme le coût du gaz naturel est moins élevé dans bien des pays, les producteurs d'engrais peuvent déménager leur production à des endroits où le gaz naturel est abondant et bon marché pour ensuite faire transporter leur produit final en Amérique du Nord. Les usines d'engrais et d'autres installations industrielles situées à proximité des côtes en Amérique du Nord sont très vulnérables à la concurrence d'outre-mer. Les installations intérieures situées à proximité des marchés qu'elles desservent sont probablement plus concurrentielles du fait que les coûts du transport de leurs produits sont bien moins élevés. En particulier, les producteurs canadiens,

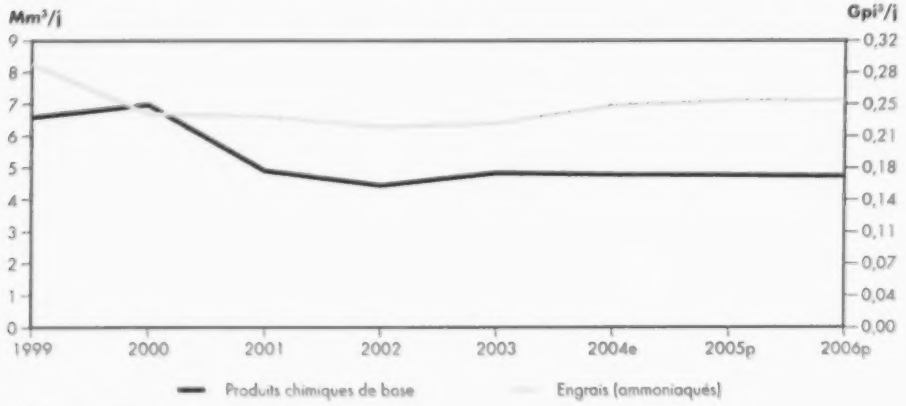
surtout de l'Alberta, jouissent d'un certain avantage sur de nombreux concurrents américains en raison de la proximité des charges d'alimentation et, par conséquent, des droits pipeliniers moins élevés pour transporter la matière première à l'usine.

Alors que les prix élevés des produits agricoles aux États-Unis aident à baliser la demande et les prix des engrais ammoniaqués dérivés du gaz naturel, les prix élevés du gaz ont eu pour conséquence la fermeture de 16 usines aux États-Unis depuis 1998 et une baisse de la production de 35 %. La production canadienne d'ammoniaque, par contre, s'est accrue de 5 % pendant la même période. Un dollar américain faible peut décourager le remplacement des importations aux États-Unis et laisser les nouvelles usines d'engrais ammoniaqués du Sud-Est asiatique et d'Europe répondre à la demande mondiale à l'extérieur de l'Amérique du Nord.

Depuis quelques années, il s'est constitué dans le monde une surcapacité de méthanol. En raison de la concurrence accrue et de l'extraction de l'éther méthyltertiobutylique (MTBE) à partir de l'essence aux États-Unis, environ 40 % de la capacité de production de méthanol au Canada et aux États-Unis a été abandonnée depuis 1999. La capacité annuelle nominale de production du méthanol au Canada est passée de 2 450 kt/a en 1997 à 1 350 kt/a en 2005[3], ce qui explique la chute de l'utilisation du gaz naturel dans les produits chimiques de base, tel qu'illustré à la figure 3.7. Cette figure montre également que le quart environ de la demande de gaz naturel comme charge d'alimentation semble être définitivement perdue depuis 1999; même avec la croissance positive enregistrée en 2004 et les perspectives pour 2005, nous ne prévoyons pas que l'utilisation du gaz naturel dans ces industries retournera aux niveaux de 1999 durant la période envisagée.

Au cours des cinq dernières années, le secteur industriel canadien et américain a fait face à de nombreux défis, mais relativement parlant, la demande de gaz des industries a toujours rebondi. Il semble que les acteurs les plus sensibles aux prix aient été perdus définitivement et que la conjoncture économique heureuse de 2004 ait atténué les effets des prix élevés du gaz. Pour la période envisagée, la demande hors sables bitumineux des industries canadiennes et américaines devrait baisser encore davantage d'un taux annuel moyen de 2,5 %, et il semble que les nouvelles possibilités de

Utilisation du gaz naturel comme charge d'alimentation au Canada



Notes : e : estimations
p : prévisions

Sources : ONÉ, Statistique Canada

3 Association canadienne des fabricants de produits chimiques, *Overview of the Canadian Chemical Manufacturing Industry*, 2005.

remplacement des combustibles soient limitées. On s'attend que le rythme de croissance du produit intérieur brut (PIB) réel demeure ferme alors que l'expansion économique mondiale semble ralentir.

3.2.3 *Le gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux*

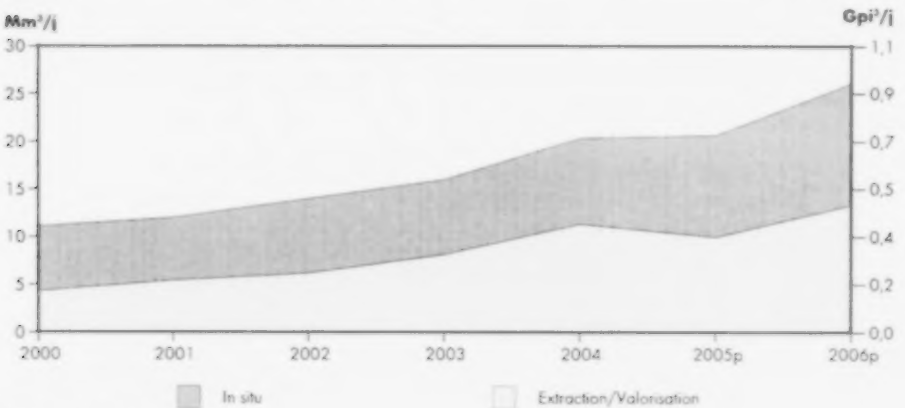
En 2004, environ 20,4 Mm^3/j (0,72 Gpi^3/j) de gaz naturel ont été utilisés dans les projets d'exploitation des sables bitumineux pour produire de l'électricité sur place ainsi que la chaleur nécessaire à la récupération du bitume et la vapeur d'injection utilisée pour la récupération in situ. Le gaz naturel est également une importante source d'hydrogène utilisée pour les opérations d'hydrocraquage et d'hydrotraitement dans la valorisation du bitume afin d'en faire du pétrole brut synthétique de meilleure qualité.

D'après les scénarios de mise en valeur des sables bitumineux, les besoins en gaz naturel (figure 3.8) pour l'extraction à ciel ouvert et la valorisation diminueront pour passer de 11,3 Mm^3/j (0,40 Gpi^3/j) en 2004 à environ 9,9 Mm^3/j (0,35 Gpi^3/j) en 2005 en raison de problèmes d'exploitation et de niveaux de débit inférieurs à trois des principales usines intégrées d'extraction et de valorisation en Alberta. L'activité devrait revenir à la normale d'ici à la fin de 2005. Avec le lancement prévu de la phase 3 d'expansion de Syncrude Canada Ltd. et l'ajout de l'unité d'exploitation sous vide Millennium de Suncor Energy Inc., la demande de gaz naturel pour l'exploitation et la valorisation des sables bitumineux devrait atteindre 13,6 Mm^3/j (0,48 Gpi^3/j) avant la fin de 2006. Les besoins en gaz naturel pour les projets de récupération in situ devraient augmenter durant la période envisagée, pour s'établir à 15,2 Mm^3/j (0,54 Gpi^3/j), avec le début de production de neuf nouveaux projets ou projets d'expansion (figure 3.8). Ainsi, environ 28,7 Mm^3/j (1,01 Gpi^3/j) pourraient être consommés aux installations d'exploitation des sables bitumineux d'ici au quatrième trimestre de 2006, pour atteindre en moyenne 26,0 Mm^3/j (0,92 Gpi^3/j) durant l'année. En 2006, la production totale de bitume aura presque doublé par rapport aux niveaux de 2000, passant de 104 900 m^3/j (660 kb/j) en 2000 à 205 000 m^3/j (1,29 Mb/j) en 2006.

Les exploitants des sables bitumineux sont en train de mettre au point et d'implanter de nouvelles technologies, telle la gazéification, pour réduire l'utilisation du gaz naturel dans leurs procédés. Les asphaltènes de faible valeur extraits du bitume pourraient être gazéifiés et convertis en gaz de synthèse

FIGURE 3.8

Besoins en gaz naturel des usines d'exploitation des sables bitumineux, en moyenne par an



Note : p : prévisions
Sources : EUB, ONÉ

constitué d'hydrogène et de composés du carbone. Deux projets de valorisation du bitume (mis de l'avant par Suncor et la coentreprise Nexen/Opti) envisagent actuellement d'utiliser la gazéification des asphaltènes, mais la technologie n'a pas encore été éprouvée.

La demande croissante de gaz naturel en Alberta pour l'exploitation des sables bitumineux peut influer sur la production de LGN, du fait que le gaz consommé dans la province n'atteint pas les usines de chevauchement pour l'extraction. L'éthane est le gaz le plus touché par cette situation, même si les volumes consommés en guise d'approvisionnements de gaz à l'intérieur de l'Alberta sont relativement faibles, soit entre 1 100 m^3/j et 1 580 m^3/j environ, ou 7 et 10 kb/j. Tôt ou tard, une nouvelle usine de chevauchement pourrait se révéler nécessaire pour extraire les liquides du gaz naturel destinés à l'exploitation des sables bitumineux. De plus, si le gaz de synthèse produit par la gazéification du coke de pétrole était utilisé comme combustible pour alimenter les opérations d'extraction à ciel ouvert ou de récupération in situ, lesquelles sont en croissance rapide, les besoins grandissants en gaz naturel pourraient ainsi être compensés, laissant une plus grande quantité de gaz atteindre les usines de chevauchement de l'Alberta.

3.2.4 *Le gaz naturel pour la production d'électricité*

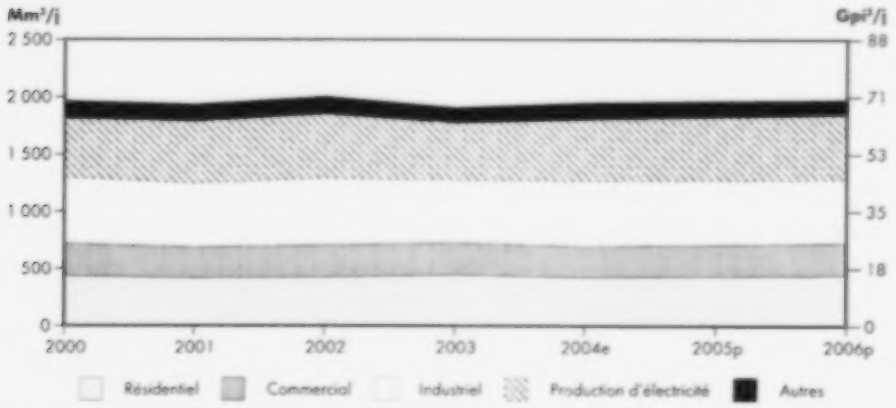
De 1998 à 2004, le gaz naturel était le combustible de choix pour la production nouvelle d'électricité. De nombreuses régions ont opté pour la production d'électricité au gaz naturel au détriment des sources classiques de production, comme le charbon, le nucléaire et les grandes centrales hydroélectriques. La croissance importante de la capacité de production d'électricité au gaz naturel en Amérique du Nord peut être largement attribuée aux faibles coûts en capital, aux délais de construction des centrales au gaz naturel relativement courts, aux faibles prix du gaz naturel pendant les années 1990 et au fait que le gaz naturel a été préféré à d'autres combustibles fossiles en raison de ses propriétés de combustion non polluantes. Il y a eu aussi en général moins d'opposition des citoyens à l'égard des centrales au gaz naturel qu'à l'égard des installations au charbon ou à l'énergie nucléaire.

Au Canada, environ 2 000 MW de production d'électricité au gaz naturel sont venus s'ajouter à l'offre entre 2000 et 2003, pour une capacité totale installée de 8 700 MW[4]. Cela représente un peu plus de 7 % de la capacité totale installée du Canada, qui est de 117 000 MW. En termes de production énergétique, la production au gaz naturel a contribué pour un peu moins de 6 % du total de 568 505 GWh en 2003. La quantité de combustible associé nécessaire pour la production devrait continuer d'augmenter car la production d'électricité à partir du gaz naturel devrait croître au taux annuel moyen de 1,75 % au cours de la période envisagée.

Débordons un instant de la période envisagée pour souligner que la politique de l'Ontario visant à supprimer de son réseau 7 500 MW de capacité de production au charbon aura potentiellement pour effet de créer des besoins importants en gaz pour produire de l'électricité. Pour remplacer cette capacité, le gouvernement a lancé des demandes de propositions pour la production d'énergie thermique (à l'exclusion du charbon) et d'énergies renouvelables, les économies d'énergie et les réductions de la consommation. Même si la remise à neuf des installations de production d'énergie nucléaire pourrait permettre de compenser la perte de la production au charbon, on peut escompter qu'un volume important de production nouvelle au gaz naturel entrera dans le réseau. Par exemple, dans le cadre de sa récente demande de propositions pour la production de 2 500 MW, le gouvernement de l'Ontario a accordé des contrats pour la mise en place de 2 225 MW de production au gaz naturel (y compris au moyen de la cogénération). Ainsi, le gaz naturel destiné à la consommation d'électricité pourrait connaître une hausse considérable de l'ordre de 5,7 Mm^3/j

4 De 1998 à 2003, la production d'électricité au gaz naturel a augmenté d'environ 4 300 MW.

Consommation de gaz naturel au Canada et aux États-Unis



Notes : e : estimations
p : prévisions
Sources : ONÉ, EIA

(0,20 Gpi³/j) pour passer à 17,0 Mm³/j (0,60 Gpi³/j) si toute la production au charbon était remplacée d'ici à 2009. En plus d'une forte augmentation de la consommation de gaz naturel en Ontario, il se pourrait que l'adéquation de l'infrastructure nécessaire à la nouvelle production requise fasse problème, tout comme la concurrence supplémentaire des consommateurs industriels de gaz naturel.

Dans de nombreuses régions des États-Unis, une surcapacité de production s'est développée parce qu'une production d'électricité au gaz naturel de plus de 200 000 MW est venue s'ajouter au mélange de sources d'énergie entre 1998 et 2003. Cette situation a entraîné une sous-utilisation des installations de production au gaz naturel. Toutefois, comme la demande continue de croître, l'énergie produite au moyen du gaz naturel continuera d'augmenter puisque la demande additionnelle est en majeure partie satisfaite par la production au gaz. De plus, dans les régions comme celle du Nord-Ouest Pacifique américain, les conditions de production hydroélectrique au-dessous de la normale conjuguées avec les chances accrues d'exportation d'électricité vers la Californie entraîneront une plus grande utilisation des installations de production au gaz naturel. L'EIA s'attend que le combustible associé nécessaire à la poursuite de la production continuera d'augmenter, car la production au gaz devrait augmenter au taux annuel moyen de 4,6 % pendant la période envisagée, pour atteindre 538,5 Mm³/j (19,01 Gpi³/j).

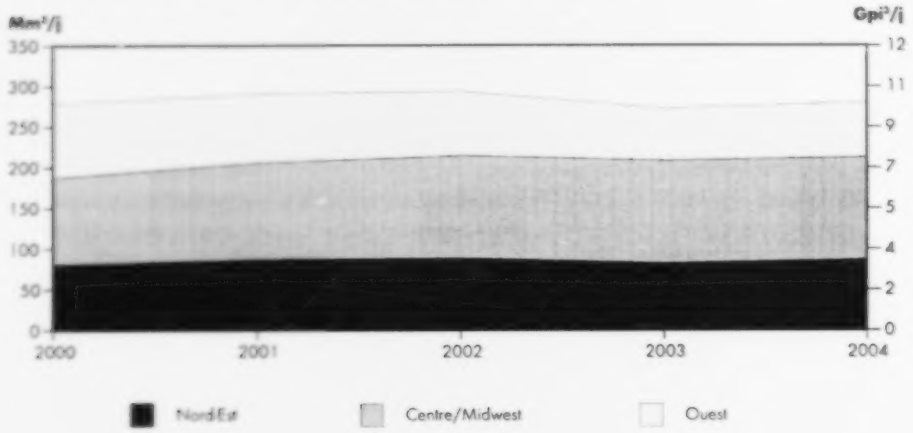
Parmi les facteurs qui influencent la production d'électricité au gaz naturel, mentionnons les conditions de production hydroélectrique, la disponibilité de la production au charbon de base et à l'énergie nucléaire, et la sensibilité de la demande aux conditions météorologiques. Compte tenu de la volatilité des prix du gaz naturel et des niveaux inégalés qu'ils ont atteints, à quoi il faut ajouter les préoccupations à l'égard des approvisionnements de combustible et les problèmes d'infrastructure qui y sont associés, il devient moins intéressant de construire de nouvelles installations de production au gaz naturel. C'est pourquoi de nombreuses régions envisagent d'autres options pour accroître leur capacité de production et réévaluent la faisabilité économique et la portée de l'option gaz naturel dans un effort pour diversifier la production.

3.2.5 *Exportations*

Les revenus tirés des exportations de gaz naturel ont dépassé 27 milliards de $CAN en 2004, soit plus que les exportations de toutes les autres formes d'énergie. Les exportations de gaz naturel ont totalisé 102,0 Gm^3 (3,60 Tpi^3) en 2004. Traditionnellement, elles convergent en majeure partie vers les régions du Centre/Midwest et du Nord-Est des États-Unis (figure 3.10). (Pour savoir à quelles régions géographiques appartiennent les États, voir l'annexe 4.) Le gaz naturel du Canada compte pour 15 % de la consommation de gaz naturel des États-Unis. Ce chiffre ne devrait pas tellement varier, étant donné que les régions américaines qui approvisionnent normalement ces marchés ne devraient pas pouvoir augmenter leur production et qu'aucune infrastructure d'importance n'est prévue au cours de la période envisagée pour livrer du gaz en provenance d'autres régions.

La production canadienne plafonne, alors que la demande intérieure continue d'augmenter. Cette tendance va sans aucun doute se refléter dans les niveaux d'exportation, mais pour la période envisagée, il est improbable qu'il y aura un changement radical. On peut s'attendre à ce que la tendance des niveaux d'exportation depuis 2000 se maintienne jusqu'en 2006. Comme moyen de diversifier la source des importations et de répondre à la demande grandissante, les importations américaines de LNG ont elles aussi augmenté et devraient continuer de le faire.

Exportations de gaz naturel par région des États-Unis



OFFRE ET DEMANDE DE LGN

4.1 Offre de LGN

La production de liquides de gaz naturel dans les usines à gaz dépend de la production de gaz naturel brut, de la composition du gaz naturel et de l'efficience avec laquelle l'extraction est opérée dans les usines de champ gazier et les usines de chevauchement. La production de propane et de butane dans les raffineries contribue pour une petite partie du total des approvisionnements de LGN au Canada.

4.1.1 Production de LGN dans les usines à gaz

Les présentes prévisions de l'offre de LGN reposent sur les prévisions d'approvisionnements en gaz brut dans le BSOC (reflétant les prévisions d'approvisionnements de gaz naturel à court terme faites par l'Office au chapitre 3) et sur les estimations de la teneur en LGN selon la région productrice. Le gaz naturel produit dans les régions du centre et de la zone frontale des piémonts de l'Alberta a les concentrations de LGN les plus élevées du BSOC, suivies des régions nord-ouest de l'Alberta et Fort St. John (Colombie-Britannique). L'annexe 1 montre les régions comprises dans le BSOC. Au cours de la période envisagée, la teneur en LGN de la région ne devrait pas varier de beaucoup par rapport aux concentrations de 2004.

À mesure que la production future de gaz naturel au Canada se déplacera vers l'ouest et que les gisements à plus forte teneur en dioxyde de carbone entreront en production, l'efficience des usines de chevauchement et la qualité de l'éthane pourraient être compromises. En 2003, cette question a été résolue par l'implantation d'un service de récupération du CO_2 chez TCPL-AB et l'introduction d'un tarif connexe. Le tarif TCPL-AB comprend un incitatif financier à l'intention des expéditeurs pour qu'ils utilisent le service de récupération du CO_2 afin de pouvoir transporter du gaz à faible concentration de CO_2 (c.-à-d. à moins de 2 %) dans le gazoduc. Ainsi, plusieurs membres de l'industrie estiment que l'augmentation de la concentration de CO_2 dans la région frontale des piémonts est un problème surmontable, car le mécanisme permettant d'accueillir des niveaux de CO_2 plus élevés est en place. Toutefois, il faudra engager des coûts supplémentaires pour extraire le dioxyde de carbone afin de conserver la récupération de l'éthane aux usines de chevauchement.

Une part importante de la production de LGN, en particulier l'éthane, dépend des flux de gaz après être passés par les usines de chevauchement. Pour la présente ÉMÉ, on a supposé une légère baisse des approvisionnements de LGN pour tenir compte de la hausse des volumes de gaz naturel qui pourraient être acheminés pour la production en croissance des sables bitumineux; ainsi on contournerait l'infrastructure existante d'extraction des LGN.

Comme la concentration moyenne de LGN dans le BSOC devrait demeurer inchangée et que les concentrations de dioxyde de carbone semblent être gérables, on prévoit que les approvisionnements

de LGN en provenance des usines de traitement du gaz devraient essentiellement suivre les prévisions de l'offre inchangée de gaz naturel.

4.1.1.1 Facteurs économiques de l'extraction

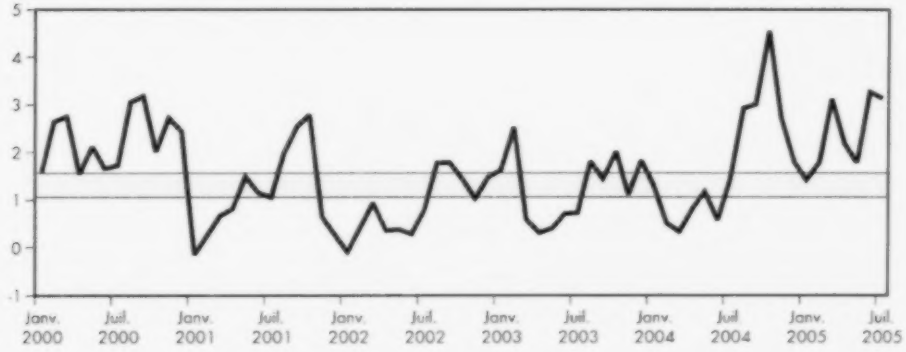
La marge de l'extraction est la différence entre le prix des LGN et le coût du gaz naturel, d'une part, et les coûts de transport et de traitement qui y sont associés, d'autre part[5]. Depuis 1998, les marges des liquides sont de plus en plus volatiles; certains mois, les facteurs économiques de l'extraction n'ont pas favorisé la récupération des LGN en Alberta.

Durant les périodes où les prix du gaz sont relativement élevés, les marges de l'extraction tendent à diminuer, ce qui signifie que l'incitation à l'extraction et à la séparation des LGN pour en faire les produits spécifiés risque d'être réduite à néant. Si la rentabilité disparaît, les usines à gaz d'Amérique du Nord commenceront à ramener au minimum leurs niveaux de récupération des liquides. On parle alors de « rejet des LGN ». Ainsi, les producteurs reçoivent le prix du gaz plus élevé pour les liquides laissés dans le flux gazeux et évitent de payer les droits de traitement du gaz. Si la rentabilité des usines demeure médiocre, la production de liquides pourrait donc demeurer au-dessous des niveaux de la pleine récupération, ce qui entraînerait une diminution de l'offre de LGN. D'après des données américaines, durant les périodes où les prix du gaz naturel sont élevés, une variation de l'activité d'extraction des LGN peut augmenter l'offre de gaz naturel aux États-Unis jusqu'à hauteur de 0,7 % (soit 10,5 Mm^3/j ou 0,37 Gpi^3/j)[6].

La figure 4.1 illustre l'écart entre le prix du propane et le prix du gaz naturel. La valeur du propane par rapport au gaz naturel représente la marge d'extraction et détermine si l'extraction est économiquement réalisable. La bande représente les seuils de rentabilité des producteurs (à faible coût et à coût élevé) (1 $US/MBTU et 1,55 $US/MBTU)[7] pour couvrir les coûts de traitement, d'extraction, de fractionnement et de transport. Les périodes où l'écart est tombé au-dessous de cette

FIGURE 4.1

Écart entre le prix du propane à Edmonton et le prix du gaz au point AECO-C



Note : Le prix à Edmonton est le prix de référence du propane d'Alberta. La bande représente les seuils de rentabilité des producteurs à faible coût et à coût élevé, à 1 $US/MBTU et 1,55 $US/MBTU.

5 Les coûts de traitement comprennent les coûts d'extraction et de fractionnement.

6 Données fournies par PIRA Energy Group.

7 En général, les marges des seuils de rentabilité pour l'extraction et le transport du propane varient entre 0,09 $US le gallon pour les producteurs à faible coût et 0,14 $US le gallon pour les producteurs à coût élevé, ce qui équivaut à 4 $US et 6 $US le baril respectivement.

bande correspondent à celles où les prix du gaz en Amérique du Nord étaient élevés, atteignant ou dépassant la parité avec le pétrole brut sur une base d'équivalent énergétique. En même temps, le prix du propane était à peu près égal ou équivalent à celui du gaz naturel, mais pas plus élevé.

Pour la période envisagée, le pétrole brut devrait se négocier à environ 50 $US le baril (8,58 $US/MBTU) et le gaz naturel dans une fourchette allant de 6,90 $US/MBTU à 10,34 $US/MBTU. Les marges d'extraction des LGN pourraient à l'occasion s'effondrer lorsque le prix du gaz se situe au haut de la fourchette.

Au Canada, le propane est essentiellement le seul LGN sujet à rejet parce que l'offre d'éthane, de butane et de condensat est serrée. De plus, le butane et le condensat sont principalement récupérés pour répondre aux spécifications du gazoduc et du point de rosée. Dans certains cas, les usines d'extraction ont la capacité d'extraire un mélange d'éthane plus et de réinjecter le propane dans le flux gazeux; cette approche toutefois est souvent anti-économique.

L'industrie pétrochimique consomme la majeure partie des approvisionnements d'éthane disponibles. Pour répondre à leurs besoins en charges d'alimentation, les sociétés pétrochimiques canadiennes ont signé des ententes contractuelles avec les usines de chevauchement de l'Alberta. Ces ententes, conjuguées avec la configuration de diverses usines d'extraction, limitent actuellement la quantité d'éthane qui peut être rejetée. À mesure que les contrats à long terme seront renouvelés, on s'attend que les nouveaux contrats accorderont probablement aux usines de chevauchement une plus grande souplesse pour extraire ou rejeter l'éthane. Pour continuer à récupérer l'éthane, il faudra que les sociétés pétrochimiques assument une plus grande part des frais de traitement imputables aux coûts plus élevés des combustibles.

4.1.2 *Production des raffineries*

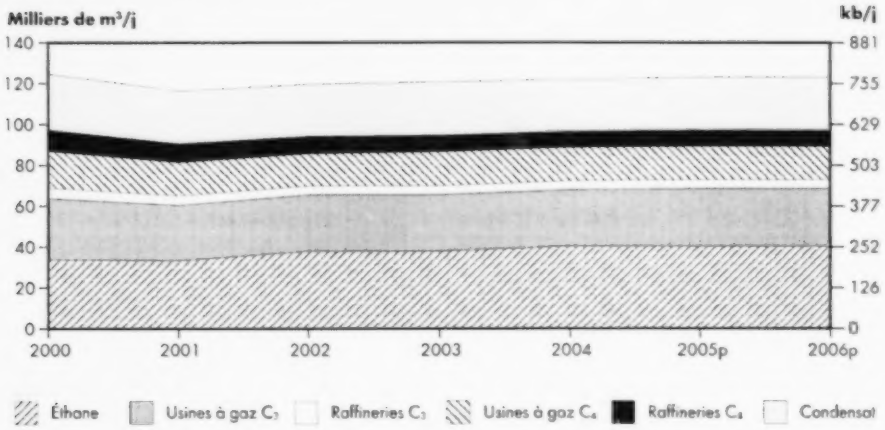
En 2004, les raffineries canadiennes ont produit environ 4 300 m^3/j (27 kb/j) de propane et 7 760 m^3/j (49 kb/j) de butane. Ces volumes représentent 13 % de la production totale de propane et 33 % de la production totale de butane. La production combinée de propane et de butane compte pour environ 12 % de la production totale de LGN, à l'exclusion des pentanes plus. Une quantité négligeable d'éthane est produite à partir de procédés de raffinage.

Les raffineries font actuellement face à deux problèmes de taille : la récente réglementation en Amérique du Nord visant à réduire la quantité de soufre dans l'essence et le diesel, et la capacité insuffisante pour traiter les volumes croissants de pétrole brut lourd. La plupart des raffineries vont résoudre ces problèmes simultanément en investissant dans l'équipement. L'amélioration des unités de distillation et l'agrandissement des usines de valorisation sont les principaux moyens d'accroître la capacité des raffineries. Par le passé, l'amélioration des unités de distillation a eu pour effet d'augmenter la capacité des raffineries d'environ 0,5 % par an. L'agrandissement des usines de valorisation accroît normalement la capacité des raffineries d'environ 1,5 à 2 % en moyenne par an. Ainsi, pour la période envisagée, la production de propane et de butane par les raffineries devrait augmenter de 1,25 % en moyenne par an. Globalement, la production des raffineries comptera pour une plus grande part de l'offre totale, un surcroît à la production inchangée des usines à gaz.

4.1.3 *Offre d'éthane*

La production d'éthane devrait se situer à une moyenne d'environ 40 220 m^3/j (253 kb/j) jusqu'à la fin de 2006 (figure 4.2), soit environ le même chiffre qu'en 2004. Cela exclut environ 8 740 m^3/j (55 kb/j)

Production de LGN au Canada



Note : p : prévisions

d'éthane théoriquement disponible entraîné dans le flux gazeux d'Alliance. L'annexe 2 donne une idée approximative de la composition du gaz d'Alliance.

L'offre d'éthane préoccupe l'industrie pétrochimique de l'Alberta car tout porte à croire que les approvisionnements de gaz naturel dans le BSOC n'augmenteront pas. En 2003, une nouvelle usine de chevauchement est entrée en production à Joffre (Alberta), et la capacité d'extraction de coupes lourdes d'une usine de chevauchement à Empress (Alberta) a également été rehaussée pour ajouter à l'offre d'éthane. Toutefois, malgré cette offre additionnelle d'éthane et le léger agrandissement de l'unité d'extraction de coupes lourdes d'une autre usine de chevauchement à Empress, qui doit être achevé en septembre 2005, il pourrait y avoir une pénurie d'approvisionnements d'éthane si la production de gaz naturel classique dans le BSOC devait diminuer. En fait, avec la hausse de la demande d'éthylène en 2004, l'offre d'éthane en Alberta est actuellement considérée comme limitée.

De 55 à 60 % environ de l'éthane théoriquement disponible est extrait du flux gazeux. Une option, si elle était économiquement réalisable, serait d'extraire des coupes plus lourdes à certaines des usines de chevauchement d'Empress, auquel cas il faudrait augmenter le prix de l'éthane pour compenser les investissements de capitaux. De plus, les coupes plus lourdes auraient pour effet d'extraire de plus grands volumes de CO_2 avec l'éthane, nécessitant d'autres investissements dans la capacité d'extraction de l'oxyde de carbone.

Une partie de l'éthane entraîné dans les flux gazeux ne s'écoule pas au-delà des usines de chevauchement existantes et l'on pourrait investir dans les installations afin de capter ces volumes. Des discussions avec des représentants de l'industrie sont en cours pour attirer des approvisionnements de LGN en provenance de cette région. Par exemple, pour optimiser l'utilisation de la capacité de production, Pembina Pipeline Corporation est en train de construire un pipeline de raccordement entre ses réseaux Peace et Federated afin de reconfigurer les livraisons vers la région d'Edmonton. On s'attend que l'optimisation de l'infrastructure fournira aux usines de traitement du centre-ouest de l'Alberta de 3 970 m³/j à 4 760 m³/j (25 à 30 kb/j) en capacité additionnelle d'éthane plus sur le pipeline Peace à partir de novembre 2005 environ. Les acheteurs d'éthane auraient à payer une prime pour obtenir l'éthane du réseau Alliance ainsi que compenser les dépenses en immobilisations s'il y en a. Selon certains, l'accès à la capacité de fractionnement de la région pour répondre à une hausse éventuelle d'éthane plus pose également problème.

Au-delà de la période envisagée, d'autres projets pourraient grossir l'offre d'éthane. L'éthane peut être extrait des effluents gazeux produits par les installations de valorisation des sables bitumineux de l'Alberta. Actuellement, des liquides sont transportés de la région de Fort McMurray jusqu'à Redwater (Alberta). Ils pourraient être convertis en charges d'alimentation au profit de l'industrie pétrochimique. On pourrait avoir accès à quelque 7 950 m^3/j (50 kb/j) de mélange éthane/éthylène d'ici à 2015. Actuellement, on extrait un mélange propane/propylène des effluents gazeux et l'on pourrait également avoir accès à des volumes additionnels importants. Pour plus de détails, consulter l'ÉMÉ de l'Office *Les sables bitumineux du Canada – Perspectives et défis jusqu'en 2015*, parue en mai 2004.

Le gaz du Nord livré par le pipeline de la Vallée du Mackenzie, à l'état de projet, pourrait aider au maintien de l'utilisation des usines de chevauchement, si les projets étaient approuvés. Toutefois, compte tenu de la composition du gaz, on obtiendrait un volume additionnel d'éthane relativement faible. À plus long terme, l'éthane extrait du gaz naturel de l'Alaska pourrait fournir un supplément d'approvisionnements appréciable d'éthane, estimé à entre 23 850 m^3/j et 47 690 m^3/j (150 kb/j à 300 kb/j), si le projet était approuvé et que l'éthane était extrait en Alberta.

Pour obtenir l'accès à l'éthane additionnel et maintenir la compétitivité avec la côte américaine du golfe du Mexique, le secteur pétrochimique suggère que la politique gouvernementale reconnaisse les investissements massifs qui seront nécessaires pour convertir l'éthane en éthylène et d'autres produits à valeur élevée. Le régime des redevances de l'Alberta encourage d'autres formes de production d'énergie. Aussi le secteur pétrochimique propose-t-il qu'un mécanisme de redevances soit mis sur pied pour encourager la production additionnelle d'éthane à partir des réseaux de collecte du gaz de l'Alberta.

L'extraction de l'éthane du gaz de l'Alaska sera déterminée par les facteurs économiques du gaz naturel et non pas des LGN. D'après les divers participants au marché, l'industrie pétrochimique pourrait conclure des ententes contractuelles avec les producteurs de gaz de l'Alaska si elle veut s'assurer que les liquides seront extraits en Alberta.

4.1.4 Offre de propane et de butane

Pour 2005 et 2006, la production totale de propane devrait rester inchangée à environ 32 590 m^3/j (205 kb/j), la production des usines à gaz représentant environ 87 % de la production totale (figure 4.2). La production de butane devrait elle aussi demeurer inchangée à environ 24 320 m^3/j (153 kb/j), la production des usines à gaz représentant environ 67 % de la production totale. L'Ouest canadien assure la majeure partie des approvisionnements; toutefois, un certain volume est produit à partir du gaz de l'île de Sable et est extrait à l'usine de Point Tupper (Nouvelle-Écosse).

4.1.5 Offre de pentanes plus

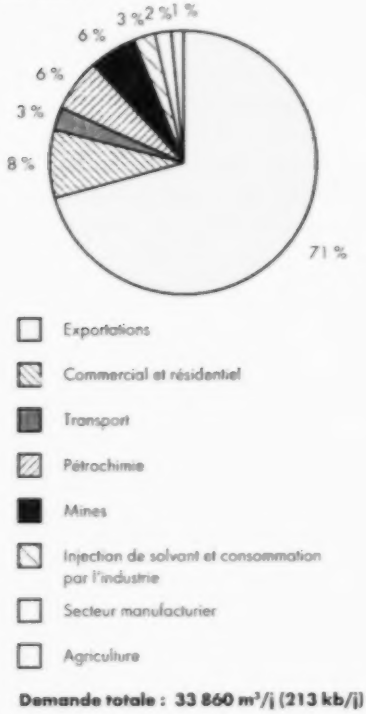
Durant la période envisagée, la production de pentanes plus devrait demeurer inchangée à environ 25 900 m^3/j (163 kb/j) (figure 4.2). Dans ces chiffres est inclus un volume d'un peu moins de 320 m^3/j (2 kb/j) de pentanes plus entraînés dans le flux gazeux du réseau Alliance. Ce volume est récupéré près de Chicago puis retourné par chemin de fer jusqu'au marché albertain, où il est utilisé comme diluant. En 2005, un débutaniseur a été ajouté à l'usine de chevauchement d'Empress, pour une récupération additionnelle de condensat d'environ 790 m^3/j (5 kb/j). Avant cette addition, le même volume de pentanes plus était extrait du mélange de propane plus livré à Sarnia (Ontario) par le réseau d'Enbridge Pipelines.

4.2 Demande de LGN

4.2.1 *Éthane*

La demande d'éthane au Canada en 2004 s'élevait à environ 39 700 m^3/j (250 kb/j). La demande de charges d'alimentation dans le secteur pétrochimique représente la presque totalité de la demande d'éthane canadienne. En 2004, la demande d'éthane dans l'Ouest canadien équivalait à 36 880 m^3/j (232 kb/j), soit environ 86 % de la capacité des usines de production d'éthylène. Dans l'Est du Canada, la demande d'éthane comme charge d'alimentation était d'environ 1 600 m^3/j (10 kb/j). Ce volume s'ajoute à l'éthane produit dans l'Est par les procédés de raffinage et ne représente qu'une petite portion du total des charges d'alimentation dans l'Est du Canada.

Demande de propane au Canada en 2004



Demande totale : 33 860 m^3/j (213 kb/j)

La capacité des usines d'éthylène de l'Alberta de traiter l'éthane va de 42 800 m^3/j à 44 400 m^3/j (270 kb/j à 280 kb/j). Cependant, il faudrait accroître la capacité des usines de dérivés de Joffre de 2 380 m^3/j (15 kb/j) et la porter à 3 970 m^3/j (25 kb/j) pour arriver à ce débit. À l'origine, le craqueur et les usines de dérivés de Joffre avaient été construits pour des capacités de 40 480 m^3/j (255 kb/j), mais en raison de l'optimisation / du désengorgement, la capacité du craqueur a augmenté. L'accroissement de la capacité de production de dérivés pour profiter de l'augmentation de la demande d'éthylène est peu probable avant toute hausse des approvisionnements d'éthane.

Les besoins en éthane pour la récupération assistée des hydrocarbures (RAH) en 2004 se sont établis à environ 1 270 m^3/j (8 kb/j). Pour 2005, la demande d'injection de solvants miscibles devrait atteindre environ 1 170 m^3/j (7 kb/j) et pour 2006, elle est estimée à 1 290 m^3/j (8 kb/j). La demande d'injection de solvants dépasse actuellement l'offre d'éthane disponible. Certaines entreprises sont en train d'évaluer l'efficacité du dioxyde de carbone comme solvant pour la récupération assistée des hydrocarbures. Si les injections expérimentales de dioxyde de carbone sont un succès, l'utilisation du dioxyde de carbone comme solvant miscible pourrait limiter l'utilisation de l'éthane destiné à la RAH.

4.2.2 *Propane*

La demande de propane au Canada peut varier entre 6 350 m^3/j (40 kb/j) et 10 320 m^3/j (65 kb/j). Tel qu'illustré à la figure 4.3, la demande de propane provient principalement du chauffage résidentiel et commercial, de la pétrochimie, des mines, du transport, de l'injection de solvant, du secteur manufacturier et de l'agriculture. La demande de propane comme combustible dépend des conditions météorologiques.

En Amérique du Nord, la demande globale de combustible devrait augmenter, particulièrement dans les secteurs résidentiel et commercial, en raison de la croissance de la population américaine et du déplacement croissant des populations vers les zones rurales.

L'industrie pétrochimique consomme en moyenne 1 750 m^3/j (11 kb/j) de propane dans l'Est du Canada et entre 793 m^3/j et 3 970 m^3/j (5 kb/j et 25 kb/j) en Alberta. La demande du secteur pétrochimique varie selon le prix du propane par rapport à d'autres charges d'alimentation. En guise d'illustration, le volume utile estimatif pour la demande totale du secteur pétrochimique au Canada varie entre 2 380 m^3/j (15 kb/j) et 7 940 m^3/j (50 kb/j). À la lumière des perspectives de la demande de polyéthylène et de polypropylène dans l'industrie pétrochimique, la demande de propane devrait être forte en 2005 et 2006 sur le marché intérieur et les marchés d'exportation.

Le propane représente actuellement environ 1 % de la consommation de carburant de transport au Canada. L'emploi du propane comme carburant de transport est en chute constante en raison principalement du peu de soutien accordé aux combustibles de remplacement et du coût élevé de la conversion des automobiles.

4.2.3 *Butane*

La demande intérieure de butane en 2004 a atteint environ 21 110 m^3/j (133 kb/j). L'équilibre de l'offre et de la demande de butane au Canada se resserre en raison de la croissance de la demande de ce produit comme composant de mélange d'essence, pour l'alkylation et comme diluant de pétrole lourd. Les données sur la demande de butane comme diluant n'étant pas facilement disponibles pour le public, on estime en gros qu'elle oscille entre 3 170 m^3/j (20 kb/j) et 3 970 m^3/j (25 kb/j). La limite ultime de la demande de butane comme diluant sera définie par la capacité de pression de vapeur des oléoducs et par l'acceptation de la part des acheteurs de pétrole brut de la quantité de butane mélangée au pétrole. Environ 2 380 m^3/j (15 kb/j) de butane sont utilisés dans l'Est du Canada pour l'industrie pétrochimique. Le butane est normalement la charge d'alimentation aux LGN la plus coûteuse.

4.2.4 *Pentanes plus*

Le condensat, employé comme diluant du pétrole lourd et du bitume, est en pénurie d'approvisionnement dans l'Ouest canadien, en raison de la hausse de la production de bitume. En 2004, l'offre de condensat était constituée de 1 380 m^3/j (9 kb/j) de condensat produit par les usines de champ gazier et de 24 180 m^3/j (152 kb/j) de pentanes plus produits par les usines à gaz. La totalité du condensat produit dans l'Ouest canadien est consommée en Alberta. La production devrait rester inchangée jusqu'à la fin de 2006 à raison de 25 560 m^3/j (161 kb/j).

4.2.5 *Exportations*

En 2004, l'équilibre du marché de l'éthane était très serré de sorte qu'il n'en restait pas pour l'exportation. Environ 71 % du propane offert est exporté, dont 60 % au Midwest américain. À la lumière des prévisions de stabilité de l'offre, de la croissance escomptée de la demande de chauffage au propane en Amérique du Nord et de l'augmentation attendue de la demande dans le secteur pétrochimique américain pour la production du propylène, les exportations canadiennes de propane vers les États-Unis devraient demeurer à environ 24 070 m^3/j (151 kb/j). Quelque 5 040 m^3/j (32 kb/j), soit environ 21 % de l'offre totale de butane, ont été exportés aux États-Unis. Ce volume devrait diminuer avec la hausse de la demande canadienne de mélanges d'essence, d'alkylation et de diluant de bitume. On ne prévoit pas qu'il y aura des volumes importants de pentanes plus disponibles pour l'exportation. En fait, le condensat est importé en Alberta pour répondre à la demande croissance de diluants.

4.2.6 *Pétrochimie*

L'industrie pétrochimique de la côte américaine du golfe du Mexique a une grande influence sur les prix des LGN. C'est ce consommateur sensible aux variations de prix qui détermine les valeurs des LGN entre les prix du gaz naturel et ceux du pétrole.

Les produits pétrochimiques sont les composantes de base de la production de nombreux produits plastiques et chimiques d'usage quotidien. Le cœur de la pétrochimie canadienne se trouve en Alberta, où les investissements de capitaux dans les installations de craquage à base d'éthane et dans les usines de dérivés pétrochimiques totalisent environ 11 milliards de dollars CAN.

L'éthylène et le propylène sont deux des principaux produits chimiques qui servent à produire de nombreux dérivés importants. L'éthane est la charge d'alimentation la plus efficace pour la production de l'éthylène, car il donne le nombre le moins élevé de coproduits. Le craquage de l'éthane pour en faire une charge donne 81 % d'éthylène et 19 % de coproduits. Le propane, le butane et les hydrocarbures plus lourds sont également utilisés comme charges d'alimentation dans l'Est du Canada, mais en comparaison le propane ne donne que 43 % d'éthylène et 57 % de coproduits. La production d'éthylène à partir du butane et du condensat est bien moins élevée. Comme les coproduits ont une valeur en soi et que les coûts des charges d'alimentation comptent pour 65 à 70 % du coût total de la production de l'éthylène, le choix de la charge a une forte influence sur la rentabilité de l'exploitation.

Comme l'offre d'éthane et la flexibilité des charges d'alimentation sont une source de préoccupation en Alberta pour l'avenir, les usines d'éthylène situées près de Joffre ont, en 2002, élargi leur capacité de craquage pour utiliser de petits volumes de propane comme charge d'alimentation. Les usines d'éthylène de l'Alberta peuvent donc utiliser du propane dans une proportion pouvant aller jusqu'à 7 à 10 % de la gamme de charges d'alimentation. Le craquage d'un plus grand volume de propane nécessiterait des investissements supplémentaires dans les installations, ce qui est improbable pour l'instant, vu que le craquage du propane suppose la production de coproduits qui requièrent un marché. Les coûts de transport pour atteindre les marchés des coproduits sont également un facteur à considérer. Sans compter que le propane commande un supplément de prix important, surtout durant la saison froide.

Dans l'Est du Canada, les grands complexes pétrochimiques sont situés dans la région de Sarnia (Ontario) et à Varennes (Québec). Environ 19 % de la production d'éthylène au Canada provient de l'Ontario et 6 % du Québec. L'avantage des installations de Sarnia et Varennes, est qu'elles sont situées à moins de 500 milles (805 km) de la moitié de la population canadienne et à proximité des États-Unis, un énorme marché où la majeure partie des produits pétrochimiques d'utilisation finale sont produits et consommés.

Alors que les usines de craquage de l'Est du Canada sont plus âgées, et généralement plus petites, il s'agit de vapocraqueurs, plus souples en ce qui concerne l'utilisation des charges d'alimentation pour produire l'éthylène et le propylène. Plus de 714 000 m^3/j (4,5 Mb/j) de pétrole brut y sont raffinés dans un rayon de 500 milles (805 km); ces usines fournissent une part importante de l'éthane, du propane, du butane, du naphte et du gas-oil comme charges d'alimentation pour les craqueurs de l'Est du Canada. En plus des produits pétroliers raffinés localement, le pétrole brut et les condensats peuvent être importés de presque partout dans le monde (Afrique de l'Ouest, Mer du Nord, Amérique du Sud, par exemple). Leur capacité de changer rapidement de charges d'alimentation et de produits permet aux producteurs de l'Est du Canada de profiter de produits et coproduits à valeur optimale, en utilisant la charge la plus concurrentielle. Le secteur de l'Est du Canada devrait accroître légèrement sa capacité. Par exemple, NOVA Chemicals est en train de revitaliser une partie de ses installations de Sarnia pour en accroître l'efficience et répondre aux objectifs établis en matière d'émissions. Ces investissements

pourraient ultimement porter la capacité de consommer du propane et du butane de 800 à 950 m^3/j (5 à 6 kb/j).

4.2.7 *Oléfines et dérivés pétrochimiques*

La valorisation des charges d'alimentation à partir des LGN pour en faire des oléfines, comme l'éthylène et le propylène, et des produits finis ajoute une plus-value à l'économie canadienne. Par exemple, la valorisation de l'éthane pour en faire de l'éthylène multiplie environ par deux la valeur du produit. L'annexe 3 montre les divers produits finals tirés de l'éthane. La valeur additionnelle s'amplifie au fur et à mesure du cheminement du produit.

Les marchés des dérivés pétrochimiques, comme le polyéthylène et le polypropylène, déterminent les marchés des oléfines et, partant, la demande de LGN par l'industrie pétrochimique. L'éthylène et le propylène sont les charges d'alimentation utilisées pour produire le polyéthylène, le polypropylène et d'autres plastiques et fibres.

La production canadienne se concentre sur l'éthylène, bien qu'une certaine quantité de propylène soit également produite à Redwater (Alberta) et dans l'Est du Canada. La croissance de la demande pétrochimique allait historiquement de pair avec la croissance du PIB. Actuellement, la croissance de la demande d'éthylène est évaluée à environ 0,8 fois le taux de PIB dans les économies en pleine maturité et jusqu'à 1,5 fois ou plus dans les économies émergentes à forte croissance comme la Chine. En 2004, la demande mondiale d'éthylène s'est accrue d'environ 6 %.

Jusqu'à 2006 et au-delà, la demande mondiale d'éthylène, et de son coproduit le propylène, devrait demeurer ferme. À l'inverse, la capacité mondiale d'approvisionnements d'éthylène a progressé de moins de 1 % en 2004, de sorte que les taux de production mondiale dans les usines ont atteint environ 90 %. Au cours des prochaines années, l'offre d'éthylène augmentera à mesure que la nouvelle capacité mondiale entrera en service, principalement au Moyen-Orient.

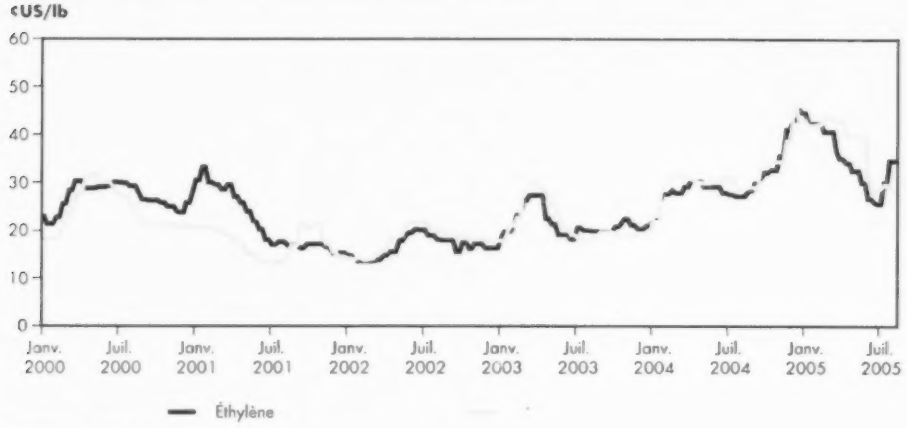
La croissance de la demande d'éthylène dans le marché en pleine maturité d'Amérique du Nord a été plus lente en raison en partie du recyclage du plastique et de la concurrence du propylène. Les marges bénéficiaires des producteurs nord-américains n'ont pas été suffisantes pour les inciter à investir dans l'augmentation de leur capacité de production de l'éthylène. Au Canada, particulièrement en Alberta, comme l'offre d'éthane ne parvient pas actuellement à faire face à la demande, les acheteurs de produits pétrochimiques pourraient devoir payer plus cher pour encourager l'extraction additionnelle d'éthane. En ce qui regarde le propylène, on s'attend à une pénurie mondiale à court terme face à une croissance annuelle escomptée de 4 à 5 %.

Si les coûts des charges d'alimentation et de l'énergie ont augmenté ces dernières années, les prix de l'éthylène et du propylène ont augmenté eux aussi (figure 4.4), dépassant les coûts et rapportant des bénéfices nets améliorés. Après une période de déstockage au milieu de 2005, les commandes d'oléfines et les prix sont encore une fois à la hausse. Comme l'économie mondiale devrait maintenir un taux de croissance de plus de 3 % en 2005 et la production industrielle mondiale s'améliorer quelque peu, les perspectives de la demande pétrochimique demeurent favorables.

4.2.7.1 Compétitivité du secteur pétrochimique canadien sur le marché nord-américain

La côte américaine du golfe du Mexique, dotée d'une forte concentration de craquage pétrochimique et d'une solide infrastructure de dérivés, est le principal concurrent du secteur pétrochimique de l'Alberta. L'un des principaux enjeux de l'industrie pétrochimique albertaine est de savoir si ses usines de craquage d'éthane peuvent continuer de concurrencer les coûts des usines du golfe du Mexique.

Prix de l'éthylène et du propylène à Mont Belvieu



Source : Purvin & Gertz

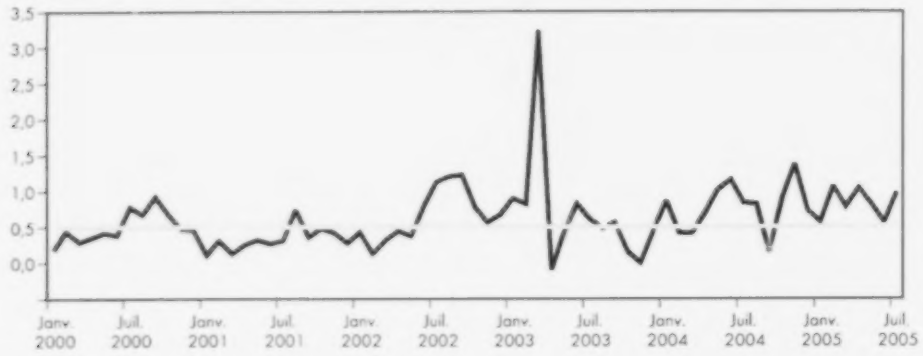
À titre d'illustration, le prix du gaz naturel NYMEX au carrefour Henry représente les prix du gaz naturel pratiqués sur la côte américaine du golfe du Mexique. À la figure 4.5, l'écart positif du prix du gaz naturel de la côte du golfe du Mexique par rapport au prix AECO indique que l'Alberta, pour la plupart du temps, a maintenu un avantage sur le plan des coûts par rapport à son concurrent américain. Comme les prix de l'éthane au Canada sont directement liés aux prix du gaz naturel, les producteurs d'éthylène de l'Alberta continuent d'avoir un avantage sur les usines à gaz de la côte du golfe du Mexique. Un écart de l'ordre de 0,50 $US/MBTU est généralement considéré comme un avantage concurrentiel. L'écart de prix entre le gaz naturel canadien et celui des États-Unis a donné récemment un avantage accru aux usines de craquage au gaz du Canada par rapport à celles de la côte du golfe. On s'attend que cet avantage se maintiendra jusqu'en 2006; toutefois, les hausses de la demande de gaz dans l'Ouest canadien et les variations de l'offre de gaz naturel aux États-Unis, reliées au GNL, risquent d'amoindrir cet avantage.

Aux États-Unis, les usines d'éthylène qui sont strictement limitées à l'utilisation des charges d'alimentation à base de gaz comptent pour 35 % de la capacité. Les craqueurs de naphte et les craqueurs polyvalents représentent les 65 % restants. Toutefois, nombreux sont les craqueurs polyvalents qui utilisent généralement des volumes importants d'éthane et de propane. Aussi le rapport de prix entre le gaz naturel et le pétrole brut est-il un aspect important à considérer au moment d'évaluer la compétitivité de l'éthylène de l'Alberta par rapport à celle de la côte américaine du golfe du Mexique. Lorsque les prix du gaz sont relativement élevés, les usines d'éthylène à base de pétrole de la côte du golfe (qui utilisent le naphte ou le gas-oil comme charge d'alimentation) ont un avantage sur le plan des coûts par rapport aux usines à base de gaz.

Alors que les coûts de production de l'éthylène en Alberta restent en général encore inférieurs à ceux de la côte du golfe, l'avantage sur le plan des coûts tend à diminuer. Les périodes où les prix élevés du gaz naturel rendent la production d'éthylène à base de gaz moins concurrentielle se font plus fréquentes. À supposer la parité avec les prix escomptés du pétrole pour la période envisagée, le pétrole devant avoisiner les 50 $US le baril (8,58 $US/MBTU) et le gaz osciller entre 6,90 $US/MBTU et 10,34 $US/MBTU, il se pourrait que la production à base de naphte soit plus avantageuse sur le plan des coûts au cours de diverses périodes en 2005 et 2006. Le gain tiré de la valeur élevée des coproduits contribue à l'avantage du naphte.

Prix du gaz naturel au NYMEX, moyenne de 3 jours par rapport au prix AECO-C

$US/MBTU



Écart déterminant un avantage concurrentiel (0,50 $US/MBTU)

En résumé, le prix élevé du gaz naturel qui a cours en Amérique du Nord a érodé la compétitivité internationale des usines de craquage au gaz, de telle sorte que l'Amérique du Nord, qui était une des régions productrices d'éthylène aux coûts parmi les plus bas au monde à la fin des années 1990, est devenue une région aux coûts relativement élevés. Cependant, l'éthylène à base d'éthane de l'Alberta continue d'être avantagé sur le marché nord-américain par rapport à l'ethylène à base de gaz sur la côte américaine du golfe du Mexique. Le secteur albertain a de plus un avantage en matière d'économies d'échelle.

Comme la croissance de la demande d'éthylène en Amérique du Nord devrait demeurer forte, l'éthylène produit au Canada devrait continuer d'être concurrentiel en Amérique du Nord. Même si l'offre d'éthane comme charge d'alimentation est considérée limitée en Alberta, l'offre d'éthane en 2004 a pu suffire à la demande. Toutefois, l'industrie pétrochimique albertaine ne prendra vraisemblablement pas d'expansion tant qu'elle n'aura pas accès à une offre additionnelle d'éthane.

INFRASTRUCTURE

5.1 Collecte et traitement du gaz naturel – « Le secteur intermédiaire »

Au Canada, on compte environ 692 usines qui traitent le gaz naturel brut pour en faire du gaz et des LGN commercialisables. La plupart sont de petites usines de champ gazier qui traitent la production de gaz naturel brut pour en enlever les impuretés comme le soufre, l'eau et autres contaminant. Le gaz naturel brut parvient à ces usines par un réseau de gazoducs collecteurs. Les grandes usines de chevauchement se concentrent sur l'extraction et la production additionnelles de LGN.

5.1.1 Usines de champ gazier

Les usines de champ gazier servent à traiter le flux gazeux pour le rendre apte à la commercialisation et au transport. La plupart du temps, les LGN lourds comme les pentanes plus, le butane et le propane sont extraits à ces installations de manière que le gaz restant atteigne le point de rosée ou réponde aux spécifications de qualité des gazoducs. Dans les grandes installations, ces liquides peuvent être séparés encore davantage jusqu'à obtention des produits individuels, alors que dans les petites installations les liquides sont traités et transportés mélangés. Environ le quart de l'éthane produit en Alberta provient des usines de champ gazier.

Usines de traitement du gaz au Canada

	N^bre d'usines en activité	**Capacité de traitement du gaz brut (Mpi³/j)**
Alberta	619 (sur 872)	31 320,5
Colombie-Britannique	52	5 753,1
Saskatchewan	20	600,0
Nouvelle-Écosse	1	154,2
Total	**692**	**37 827,8**

Source : EUB, Oil & Gas Journal, juin 2005

5.1.2 Usines de chevauchement

Les neuf usines de chevauchement de l'Alberta représentent environ 75 % de l'éthane, 40 % du propane, 20 % du butane et 5 % des pentanes plus récupérés au Canada. Ces usines sont d'une importance particulière comme source d'éthane. La production d'éthane et d'autres LGN dans ces usines dépend d'une part de l'écoulement du gaz dans le pipeline et jusqu'à l'installation d'extraction et, d'autre part, de la teneur en LGN du flux gazeux. L'efficience de l'extraction des usines de chevauchement va de 40 % dans les unités plus anciennes à 85 % dans les turbodétendeurs plus récents. Pour obtenir des taux d'efficience plus élevés dans les coupes lourdes, il faudrait investir davantage. L'annexe 5 indique l'emplacement des usines de chevauchement sur le réseau de collecte d'éthane de l'Alberta (RCÉA) et leurs exploitants actuels.

5.2 Pipelines de gaz naturel

La production canadienne de gaz est reliée au marché nord-américain du gaz par le biais d'un réseau de milliers de kilomètres de pipelines (figure 5.1) grâce auxquels les acheteurs peuvent acheter et transporter le gaz naturel à partir de diverses sources d'approvisionnement partout sur le continent.

Le réseau canadien de pipelines est composé de réseaux de collecte, de transport et de distribution du gaz naturel traité. Une fois produit, le gaz naturel est traité aux usines de champ gazier pour en retirer les impuretés comme le soufre, l'eau et autres contaminants. Le gaz ainsi traité est ensuite collecté par des réseaux qui alimentent les principaux gazoducs. Ces derniers transportent généralement de gros volumes de gaz à haute pression sur de grandes distances à partir des sources d'approvisionnement jusqu'aux marchés plus éloignés. Le marché canadien du gaz est desservi par plusieurs gros pipelines, qui sont également reliés au réseau pipelinier des États-Unis à une douzaine de points d'exportation. Les principales usines de chevauchement sont situées à proximité des principaux pipelines de transport de l' Alberta.

5.3 Distribution et stockage

Les réseaux de distribution constituent la composante de détail de l'industrie pipelinière. Les entreprises de distribution locales reçoivent le gaz des pipelines de transport et le livrent aux utilisateurs finals que sont notamment les foyers et les entreprises, dans un territoire visé par une concession.

En raison notamment de son utilisation importante pour le chauffage résidentiel et commercial, la demande de gaz naturel est très saisonnière et peut devenir beaucoup plus élevée l'hiver. C'est pourquoi le gaz naturel est stocké pour optimiser la quantité et l'utilisation des pipelines qui relient

FIGURE 5.1

Réseau de pipelines de gaz naturel en Amérique du Nord

les sources d'approvisionnements aux différents marchés. La capacité de stockage au sein d'un marché permet aux approvisionnements excédentaires livrés durant l'été d'être mis à sa disposition en prévision des plus fortes demandes en hiver. Le stockage du gaz naturel dans les régions d'approvisionnement peut être également utilisé pour compléter la production et gérer les flux des pipelines afin de répondre aux variations imprévues et subites de la demande. Le stockage peut également servir de garantie contre les perturbations ou les fluctuations imprévues susceptibles de se produire dans la production ou la livraison du gaz naturel. Le stockage agit donc comme une sorte de tampon entre le producteur et le consommateur, et il aide à réduire les coûts d'infrastructure et les coûts afférents au transport et à la distribution du gaz de la tête de puits jusqu'au consommateur.

En 2004, la capacité de gaz utile présent dans l'ensemble des installations de stockage en Amérique du Nord était évaluée à plus de 127,5 Gm^3 (4,5 Tpi^3), dont environ 17,0 Gm^3 (600,1 Gpi^3), ou 13 %, pour le Canada. Mises ensemble, les installations de stockage de l'Amérique du Nord ont une capacité de livraison de gaz de plus de 1,1 Gm^3/j (38,83 Gpi^3/j) durant les pointes de demande. La productibilité des installations de stockage du Canada durant ces pointes peut être d'au-delà de 198,3 Mm^3 (7,00 Gpi^3/j), soit environ 18 % de la productibilité de stockage de pointe de l'ensemble de l'Amérique du Nord. La figure 5.2 indique la répartition des installations de stockage en Amérique du Nord, avec la capacité estimée et la productibilité au cours d'un mois entier.

Au Canada, la majeure partie du stockage du gaz est partagée entre l'Ontario, dans l'Est, et l'Alberta, dans l'Ouest. En Alberta, les installations de stockage sont la propriété des services publics, des sociétés du secteur intermédiaire, des pipelines et des producteurs, alors qu'en Ontario, les installations de stockage ont été mises sur pied par les services publics, qui les possèdent encore pour la majeure partie. En 2005 en Alberta, on se propose de développer une capacité de stockage supplémentaire de 1,7 Gm^3 (60,01 Gpi^3).

Le stockage est aussi largement utilisé pour des raisons commerciales, en ce sens que les participants peuvent acheter et stocker du gaz naturel lorsque les prix sont bas, et le retirer pour le vendre lorsque

Répartition des installations de stockage du gaz en Amérique du Nord en 2004

les prix sont élevés. Dans la conjoncture actuelle, alors que l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel en Amérique du Nord est serré, le stockage joue un rôle de plus en plus important pour répondre à la demande de pointe. La quantité de gaz disponible commercialisable est également devenue un indicateur clé et un facteur d'influence sur les prix du gaz naturel saisonniers et à brève échéance.

Même si la capacité de stockage et la productibilité des installations se sont accrues au cours de la dernière décennie, le développement du stockage du gaz n'a pas suivi le rythme de croissance de la demande de pointe en hiver. Tel qu'illustré à la figure 5.3, la demande moyenne de gaz naturel durant les mois de janvier et février en Amérique du Nord a augmenté au cours de la dernière décennie d'environ 376,3 Mm^3/j (13,28 Gpi^3/j). Pendant ce temps, la productibilité des installations de stockage n'a augmenté que d'environ 229,3 Mm^3/j (8,09 Gpi^3/j). Non seulement l'équilibre global entre l'offre et la demande de gaz naturel en Amérique du Nord est plus serré que jamais, mais la capacité de recourir au stockage pour répondre aux variations de la demande régionale et saisonnière est elle aussi plus limitée, étant donné que la demande de pointe en hiver s'est accrue à un rythme plus rapide.

5.4 Utilisation de l'infrastructure du gaz naturel

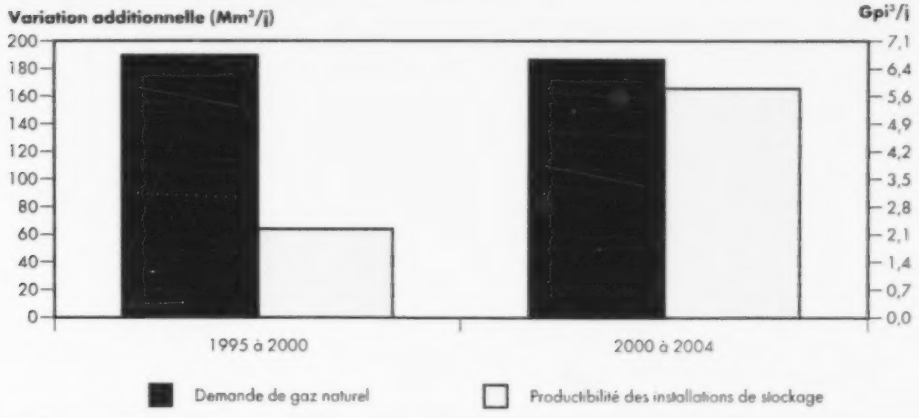
Dans le passé, le développement rapide et la croissance importante de l'offre de gaz en provenance du BSOC soutenaient la croissance de l'infrastructure nécessaire à la livraison du gaz sur les marchés et à l'agrandissement des installations de production des LGN dans l'Ouest canadien.

Ces dernières années, le rythme de croissance de l'offre du BSOC a considérablement ralenti et les marchés traditionnels desservis par le gaz canadien ont maintenant la souplesse voulue pour accéder aux multiples autres sources d'approvisionnement de gaz. Parmi ces sources potentielles, il y a l'accès mondial au GNL, la mise en valeur de nouvelles régions (comme le gaz du Nord) et le GNC. Comme la nature et les sources des approvisionnements de gaz varient, il en va de même de la nécessité et de l'utilisation d'une infrastructure spécifique pour le gaz naturel au Canada.

Les besoins en pipelines et en infrastructure dépendent également des variations de la demande. La demande de gaz de la part des consommateurs peut nécessiter une augmentation des flux dans les pipelines canadiens, alors que la consommation accrue de gaz naturel par les exploitants des sables bitumineux de l'Ouest canadien peut réduire la quantité de gaz disponible pour d'autres marchés

FIGURE 5.3

Croissance de la demande de gaz naturel en hiver (janvier-février) et productibilité des installations de stockage



et les flux dans les pipelines de transport. L'utilisation croissance du gaz naturel pour la production d'électricité et le chauffage peut également entraîner des variations plus grandes des flux dans les pipelines et une utilisation plus grande du stockage du gaz naturel pour répondre aux demandes de pointe.

D'ici à 2006, plusieurs changements pourraient survenir à l'offre et à la demande de gaz en Amérique du Nord, lesquels pourraient être porteurs de changements importants dans l'utilisation de l'infrastructure de gaz naturel au Canada et des besoins à cet égard. Parmi ces changements il y a :

- La baisse de la production de gaz et la hausse de la demande de gaz en Alberta. Malgré les prévisions de prix soutenus, une intense activité de forage et une hausse de la production en Colombie-Britannique, une hausse de la demande de gaz pour la mise en valeur des sables bitumineux et une baisse de la production en Alberta pourraient entraîner un débit moindre dans les gazoducs de l'Ouest canadien.
- Les approvisionnements de gaz en hausse dans la région des Rocheuses américaines et les importations de GNL (particulièrement sur la côte américaine du golfe du Mexique) seront probablement les principales sources d'approvisionnement additionnel pour répondre à la demande croissante de gaz en Amérique du Nord. Ces approvisionnements additionnels font également concurrence au gaz canadien pour les marchés et le transport et ils pourraient influer sur les flux de gaz canadiens vers certains marchés de l'Ouest et du Midwest américains.
- La demande accrue de gaz dans l'Est du Canada et des États-Unis, associée à la production croissante d'électricité au gaz et au remplacement des installations de production au charbon, pourrait nécessiter une infrastructure supplémentaire pour accéder aux approvisionnements en hausse des Rocheuses américaines et aux importations de GNL de la côte américaine du golfe du Mexique.
- La demande croissante de gaz durant l'été et les périodes de pointe durant l'hiver mettront une pression accrue sur le stockage du gaz. Non seulement la capacité de stockage supplémentaire serait utile pour optimiser les flux des pipelines et fournir des approvisionnements durant ces périodes de pointe, mais les flux saisonniers des pipelines pourraient également varier face aux fluctuations de la demande et face à une période propice de plus en plus courte pour reconstituer les stocks en raison d'une demande plus forte en été et en hiver.

5.5 Au-delà de 2006

Au-delà de 2006, des changements importants pourraient survenir et influer sur l'infrastructure canadienne, en plus de ceux évoqués plus haut.

Projets de pipelines dans le Nord

Plusieurs projets de pipelines pour livrer le gaz de l'Alaska ou du delta du Mackenzie ont été proposés ou font l'objet de discussions depuis quelques années. La demande visant le Projet gazier Mackenzie a été déposée auprès de l'Office le 7 octobre 2004. Les promoteurs du projet (Imperial Oil Resources Ventures Limited, ConocoPhillips Canada [North] Limited, Shell Canada Limitée, ExxonMobil Canada Properties et l'Aboriginal Pipeline Group) prévoient livrer 33,8 Mm^3/j (1,19 Gpi^3/j) de gaz du delta du Mackenzie au moyen d'un gazoduc de 1 220 km qui longerait la vallée du Mackenzie pour aboutir dans le nord de l'Alberta. Ces propositions, si elles sont approuvées, permettraient l'accès à de nouveaux approvisionnements de gaz et utiliseraient les gazoducs existants de l'Ouest canadien.

Importations de GNL

Le potentiel d'importation de GNL (voir la section 3.1.2) dans l'Est ou l'Ouest du Canada ou le Nord-Est des États-Unis fournirait un surcroît d'approvisionnements de gaz et de capacité de stockage pour ces marchés en croissance. Toutefois, l'effet sur l'infrastructure gazière dépendra largement des points de chute du GNL en Amérique du Nord. Pour livrer ce GNL, il faudra peut-être installer des latéraux pour raccorder les terminaux récepteurs de GNL aux principaux gazoducs, conclure des ententes de service à rebours ou procéder à l'inversion du sens de l'écoulement.

5.6 Transport des LGN

Les pipelines représentent le moyen le plus économique de transporter des LGN, suivis des wagons de chemins de fer et des camions-citernes pour les courtes distances. Les pipelines transportent environ 49 % des exportations de propane et 28 % des exportations de butane. Les interconnexions avec l'infrastructure pipelinière des États-Unis contribuent aux prix plus élevés réalisés par les producteurs de l'Ouest canadien lorsqu'ils transportent les LGN aux États-Unis. En comparaison, les volumes destinés au Québec et dans les provinces atlantiques sont transportés par chemin de fer et par camion pour atteindre le marché final. Les pipelines Cochin, Enbridge et Alliance sont les principaux réseaux de transport par lesquels transitent les LGN entre l'Ouest canadien et les marchés des États-Unis et de l'Ontario. La figure 5.4 illustre les réseaux de collecte et de transport de LGN dans l'Ouest canadien.

5.6.1 Cochin

Le réseau pipelinier Cochin peut transporter de l'éthane, de l'éthylène, du propane et du butane à partir de Fort Saskatchewan (Alberta), jusqu'à Sarnia (Ontario). En 2004, sur un débit total d'environ 10 320 m^3/j (65 kb/j), le propane comptait pour environ 65 %, l'éthane pour 14 % et l'éthylène pour 21 %. Avant septembre 2002, le butane a été expédié occasionnellement. Depuis lors, il n'y a pas eu d'expéditions en raison de l'utilisation du butane comme diluant dans l'Ouest canadien et pour la production d'isooctane. Le réseau Cochin est raccordé à plusieurs terminaux routiers, pipelines de raccordement, installations de stockage souterrain et, indirectement, usines pétrochimiques. Le tronçon du pipeline en territoire américain est raccordé au réseau Mid-America Pipeline Company (MAPCO), qui transporte le produit jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique en passant par Conway (Kansas), ainsi qu'au Midwest, au Nord-Est des États-Unis, et à l'Ontario.

En janvier 2003, la capacité nominale du pipeline a été ramenée d'environ 17 800 m^3/j (112 kb/j) qu'elle était à l'origine à environ 17 690 m^3/j (105 kb/j), en raison d'une baisse d'utilisation. Toutefois, une rupture et un incendie survenus sur le tronçon américain du pipeline en juillet 2003 ont entraîné des restrictions de pression. La capacité a varié considérablement depuis lors et la répartition demeurera par intermittences un problème durant la période envisagée, comme on ne prévoit pas que le pipeline retournera à sa pleine capacité d'exploitation avant le premier trimestre de 2006. Cela pourrait mettre à mal la constitution des stocks dans le Midwest américain pour l'hiver 2005-2006, et entraîner à court terme des prix plus bas à Edmonton pour le propane durant l'été 2005. L'incapacité de reconstituer les stocks à Conway pourrait y faire gonfler les prix durant l'hiver 2005-2006 à un niveau plus élevé que celui de la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui pourrait avoir des répercussions sur les prix de la région d'Edmonton.

Réseaux de collecte et de transport de LGN dans l'Ouest canadien

5.6.2 *Enbridge*

Le réseau pipelinier d'Enbridge s'étend d' Edmonton jusqu'à la frontière internationale près de Gretna (Manitoba). Le réseau Lakehead (le tronçon d'Enbridge en territoire américain) s'étend de la frontière internationale à Neche (Dakota du Nord) jusqu'à la frontière internationale près de Marysville (Michigan). Enbridge poursuit sa course jusqu'à Sarnia (Ontario).

BP Canada Energy Company (BP) est la seule société à expédier un mélange de LGN à partir d'Edmonton. EnCana Corporation et BP, qui possèdent conjointement le pipeline Kerrobert reliant Empress à Kerrobert (Saskatchewan), expédie des LGN à Enbridge. En 2004, on transportait un mélange de propane plus d'un volume de 17 000 m^3/j (107 kb/j). Le mélange était composé à 60 % de propane, à 30 % de butane et à 10 % de condensat. À compter de la fin de 2005, le mélange contiendra du propane et du butane, en raison de l'ajout d'un débutaniseur à une usine de chevauchement d'Empress.

Enbridge Inc. a annoncé le 16 août 2005 avoir reçu suffisamment de déclarations d'intérêt de la part d'expéditeurs potentiels pour un pipeline du nom de Gateway Condensate Import Pipeline. Ce pipeline, dont la capacité initiale prévue est de 23 850 m^3/j (150 kb/j), transporterait du condensat marin en provenance de Kitimat ou Prince Rupert (Colombie-Britannique), à destination d'Edmonton (Alberta), pour le mélanger avec du bitume. Le pipeline de condensat est une des composantes du projet Gateway, qui suppose également un pipeline d'exportation de pétrole brut qui relierait Edmonton à Kitimat ou Prince Rupert, pour desservir les marchés de la côte ouest américaine et de l'Asie-Pacifique.

5.6.3 *Alliance*

Le réseau pipelinier d'Alliance, qui transporte le gaz naturel riche en liquides du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l'Alberta vers un point de livraison près de Chicago (Illinois), est entré en exploitation en décembre 2000. Les producteurs et les usines de traitement du BSOC qui ont accès à ce réseau ont une option de rechange pour l'utilisation des liquides en les laissant dans le flux gazeux. Les liquides sont ensuite extraits et fractionnés à l'usine de liquides Aux Sable située près de Chicago. Les expéditeurs qui empruntent Alliance renoncent aux droits aux LGN entraînés dans le flux gazeux et reçoivent le prix du gaz de Chicago, moins le tarif pour le contenu thermique équivalent.

À noter que le marché desservi par l'usine Aux Sable n'est pas un nouveau marché pour les producteurs canadiens de LGN. En changeant le lieu d'extraction pour Aux Sable, on se trouve simplement à changer la source d'approvisionnement du Canada aux États-Unis. Aux Sable produit environ 8 700 m^3/j (55 kb/j) d'éthane, 2 800 m^3/j (18 kb/j) de propane et 1 100 m^3/j (7 kb/j) de butane.

Pour les producteurs ayant accès au réseau d'Alliance, les facteurs économiques peuvent à l'occasion favoriser l'injection supplémentaire de propane et de butane au-dessus des niveaux indigènes de ces composants. En livrant un gaz plus riche au Midwest américain, les producteurs peuvent souvent recevoir de meilleures rentrées nettes pour les constituants de propane et de butane. Comme Alliance perçoit un droit volumétrique, les coûts de transport implicites par unité d'énergie pour les constituants du flux gazeux que sont le propane et le butane sont beaucoup moins élevés que pour le méthane. Par exemple, le droit d'Alliance applicable au méthane livré à Chicago est d'environ 1 $US/MBTU[8] contre 0,40 $US/MBTU pour le propane (ce qui équivaut à 3,7 ¢US le gallon sur une base liquide). La livraison de propane comme produit spécifié dans le Midwest par les pipelines Cochin et MAPCO est relativement plus coûteuse.

Le marché albertain des LGN oblige les producteurs à concurrencer le marché américain pour récupérer plus de liquides en Alberta. Comme plusieurs producteurs ne disposent pas d'installations de récupération des LGN, les valeurs du marché de l'Alberta devraient rémunérer suffisamment ces producteurs pour justifier d'investir dans ce type d'installations.

5.6.4 *Transport ferroviaire*

Le chemin de fer assure un lien intégral dans le réseau de transport des LGN. On compte actuellement 17 000 wagons-citernes à pression de service désignée en service dans toute l'Amérique du Nord, avec une capacité d'environ 125 m^3 à 130 m^3 (33 000 à 34 500 gallons). Le propane est acheminé par chemin de fer à divers marchés, dont le Midwest, le Nord-Est et le Nord-Ouest américains et l'Est du Canada. Les déplacements de butane par rail ont diminué ces dernières années, en raison de l'utilisation accrue du butane comme diluant en Alberta. L'acheminement du condensat vers l'Alberta par rail pourrait devenir plus important si la demande de diluant pour le pétrole brut lourd demeure forte. Une certaine quantité de condensat a été acheminée par rail vers l'Alberta à partir de l'usine Aux Sable et d'autres points du Midwest américain.

Récemment, les négociants ont soulevé plusieurs problèmes concernant les wagons ferroviaires. Premièrement, l'âge moyen des wagons-citernes augmente, ce qui accroît le nombre de jours par an où ils sont hors service pour cause d'entretien de 60 à 90 jours, contre 30 à 45 jours auparavant. Comme un plus grand nombre de wagons-citernes nécessitent des travaux d'entretien simultanément, cela crée un goulot d'étranglement aux stations de service. Deuxièmement, compte tenu des prix

8 Alliance: Tableau de la demande, facteur de charge de 100 %, service de dépassement autorisé de 19 %.

élevés pratiqués sur le marché de la ferraille en raison de la forte demande d'acier de la part de la Chine, de nombreux wagons-citernes ont été mis au rancart plus tôt que dans le passé. Troisièmement, les conflits ouvriers survenus au sein des compagnies de chemin de fer ont eu pour effet de ralentir l'acheminement du propane au cours de deux des trois derniers hivers. Enfin, les entreprises de location de wagons-citernes ont tendance à faire signer des contrats de location à long terme, sachant que le marché sera serré à court terme. En conséquence, les négociants qui dans le passé pouvaient louer de ces entreprises des wagons pour seulement six mois dans l'année ont éprouvé des difficultés. La situation des wagons-citernes devrait demeurer serrée pendant au moins deux ans, car il faut compter un délai de 12 à 18 mois pour construire de nouveaux wagons.

Autre facteur important et constant qui vient exacerber les problèmes de disponibilité des wagons : les conditions météorologiques l'hiver. Le froid et la neige peuvent causer des problèmes techniques, alors que la demande de chauffage au propane est à son plus fort durant les mois d'hiver. La concurrence à l'égard de la capacité de transport par rail que font les autres produits à demande élevée en hiver peut également compliquer la situation, particulièrement durant les hivers rigoureux.

5.7 Stockage souterrain des LGN

La majeure partie des LGN au Canada est stockée dans de grandes cavernes souterraines de sel situées près des principaux centres de marché. Le reste est stocké dans des réservoirs de type sphérique en surface. Le tableau 5.2 indique la capacité de stockage souterrain des LGN au Canada. Le stockage de l'éthane, de l'éthane plus et du propane plus s'effectue surtout dans l'Ouest canadien à proximité des tours de fractionnement, alors que la capacité de stockage du propane et du butane de qualité spécifiée est partagée presque à parts égales entre l'Ontario et l'Ouest canadien.

Les niveaux des stocks dépendent de plusieurs variables, notamment les prix, la production, la demande et la saison. Le niveau des ponctions dans les stocks durant les mois d'hiver dépend ordinairement de la rigueur du temps. Un temps extrêmement froid peut faire baisser les stocks à un rythme accéléré.

Les stocks de propane suivent généralement un schéma cyclique durant l'année. Les stocks diminuent entre la fin de l'automne et le début du printemps, reflétant ainsi une hausse de la consommation durant le séchage des récoltes et la saison de chauffage. À l'inverse, les stocks augmentent à partir de la fin du printemps jusqu'au début de l'automne.

Les stocks de butane s'amenuisent également durant les mois d'hiver et se reconstituent durant l'été, mais la demande de butane est moins dépendante du temps qu'il fait que la demande de propane. Les niveaux des stocks pour les deux régions suivent le même rythme, mais dans certains cas la ponction

TABLEAU 5.2

Capacité de stockage souterrain des LGN au Canada
Au 1er janvier 2005 (en milliers de m^3)

	Éthane	Propane	Butane	Mélange	Total
Alberta	316	976	502	917	2 710
Saskatchewan	0	405	190	150	745
Ontario	153	1 414	538	409	2 515
Total	**469**	**2 795**	**1 230**	**1 476**	**5 970**

est plus grande dans une région en raison de la demande provenant particulièrement des raffineries. Le butane est utilisé pour les mélanges d'essence et l'alkylation. Durant l'hiver, la demande de butane comme agent de mélange dans l'essence est plus forte car une pression de vapeur plus élevée est nécessaire durant cette période pour compenser les températures plus froides. Comme pour le propane, les prix du gaz naturel et du pétrole brut ont une incidence sur la quantité de butane disponible en stock. Lorsque le prix du gaz naturel est élevé, le butane pourrait être moins disponible car certains raffineurs peuvent opter pour le butane comme combustible à la place du gaz naturel.

Depuis 2000, l'utilisation des stocks de propane de qualité spécifiée a oscillé entre un maximum de 68 % et un minimum de 4 % à la fin de la saison de chauffage. De la même manière, les stocks de butane de qualité spécifiée ont varié de 66 % à 9 %.

CONCLUSIONS

Les prix du gaz naturel sont établis au sein d'un marché intégré nord-américain et sont tributaires de considérations régionales comme les coûts de transport, les contraintes des infrastructures et les variations météorologiques. Le marché du pétrole brut cependant est devenu au cours des dernières années un véritable déterminant du marché de l'énergie. La concurrence que se livrent le gaz naturel et les produits pétroliers raffinés, particulièrement dans le Nord-Est des États-Unis, conditionne les rapports entre les prix du pétrole brut et ceux du gaz naturel. Les prix du gaz naturel devraient continuer à être fortement influencés par le prix du pétrole brut et tomber généralement dans la fourchette de prix établie par le mazout lourd et l'huile de chauffage nº 2. Comme on s'attend que le pétrole brut WTI pourrait se situer à une moyenne d'environ 50 $US le baril pendant toute la période envisagée, les prix moyens du gaz naturel devraient osciller entre 6,90 $US/MBTU et 10,34 $US/MBTU. Comme le marché du pétrole brut conditionne actuellement les prix du gaz naturel, on a analysé une variation de 10 $US le baril des prix du pétrole pour tenir compte du risque et de la volatilité des prix du marché du pétrole brut. Cela permet d'élargir la fourchette estimée des prix du gaz naturel de 5,51 $US à 12,41 $US/MBTU. On s'attend néanmoins que les prix du gaz resteront élevés et volatils en raison de l'équilibre serré entre l'offre et la demande.

Pour 2006, l'Office s'attend que la production de gaz naturel au Canada et aux États-Unis demeurera inchangée à environ 1 930 Mm^3/j (68,1 Gpi^3). La productibilité canadienne en gaz classique de la plus grosse province productrice, l'Alberta, devrait baisser au cours de la période envisagée, mais cette baisse pourrait être compensée par les gains réalisés en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. L'Office s'attend que la croissance de la production de gaz aux États-Unis proviendra surtout de la région des Rocheuses. Le gaz naturel tiré du charbon, qui ne renferme pas de LGN, jouera un rôle marginal dans les perspectives de la production canadienne. Aussi, le défi de taille qui se posera aux producteurs canadiens de LGN au-delà de la période envisagée sera à la fois l'absence de gaz classique supplémentaire disponible pour fins de traitement et les concentrations plus faibles de liquides dans le gaz d'autres sources. On s'attend donc globalement à une croissance limitée de l'offre de LGN.

Pour intensifier la production de gaz naturel au Canada et aux États-Unis, il faudra compter sur une capacité accrue d'importer du GNL aux États-Unis, en particulier sur la côte du golfe du Mexique. Plusieurs projets liés au GNL sont envisagés au Canada, mais aucun ne sera achevé avant 2006. Les importations de GNL ne seront donc pas une source de LGN au Canada à brève échéance, mais selon l'origine du GNL, elles pourraient être un élément à considérer dans l'avenir. Le GNL deviendra néanmoins une source importante de gaz naturel pour satisfaire la demande croissante de gaz naturel en Amérique du Nord. La demande de gaz naturel dépend énormément des conditions météorologiques, mais certains segments notables de la demande devraient croître plus rapidement. D'ici à la fin de 2006, les usines de traitement des sables bitumineux de l'Alberta pourraient consommer environ 28,7 Mm^3/j (1,01 Gpi^3), une hausse de 8,3 Mm^3/j (0,29 Gpi3) par rapport à 2004. En outre, le gaz naturel destiné à la production d'électricité en Ontario pourrait augmenter de quelque 5,7 Mm^3/j (0,20 Gpi^3) à mesure que la production au charbon aura été remplacée. Le

gaz naturel destiné à la production d'électricité aux États-Unis devrait également augmenter pour atteindre environ 538,5 Mm^3/j (19,01 Gpi^3).

Ces tendances de la demande ont des répercussions importantes sur la disponibilité du gaz naturel et pourraient donc influer sur la récupération des LGN. Au Canada, la demande croissante de gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux en Alberta pourrait avoir une incidence sur les approvisionnements de LGN car ce gaz ne parviendra pas aux usines de chevauchement pour l'extraction des liquides. Dans l'ensemble, l'équilibre serré entre l'offre et la demande de gaz naturel a contribué à la forte hausse des prix du gaz naturel. Pour la période envisagée, si l'avantage des prix du brut sur ceux du gaz naturel s'amenuise, les marges liées à l'extraction pour les producteurs canadiens de LGN diminueront. On prévoit qu'il pourrait y avoir de courtes périodes en hiver où les prix du gaz naturel pourraient être supérieurs à ceux du pétrole brut. Durant ces périodes, les producteurs pourraient décider de laisser les LGN, surtout l'éthane et le propane, dans le flux gazeux.

La baisse des approvisionnements d'éthane et la volatilité des prix du pétrole et du gaz sont les principaux problèmes auxquels devra faire face l'industrie pétrochimique. L'éthylène canadien à base d'éthane continue d'être avantageux par rapport à celui de la côte du golfe du Mexique, et la croissance de la demande d'éthylène en Amérique du Nord demeure importante. Toutefois, le secteur pétrochimique de l'Alberta ne sera vraisemblablement pas en mesure de se développer tant qu'il n'aura pas accès à des charges d'alimentation additionnelles.

Les approvisionnements de pentanes plus, qui sont utilisés comme diluants du pétrole lourd et du bitume, sont eux aussi peu abondants. En conséquence, avec la production de bitume qui devrait augmenter, les pentanes plus canadiens continueront d'être surévalués par rapport au WTI.

Dans son Plan stratégique 2005-2008, l'ONÉ reconnaissait que les décideurs auraient avantage à être informés des questions de réglementation et des questions liées à l'énergie qui sont en jeu. Dans ce contexte et compte tenu des données extraites des recherches, des analyses et des commentaires reçus en vue de la préparation du présent rapport, l'Office a relevé les principaux enjeux suivants :

1. **Prix élevés et volatils du gaz naturel.** Durant la période envisagée, on s'attend que les prix du gaz naturel seront élevés et volatils en raison des approvisionnements serrés et de l'incapacité d'augmenter l'offre rapidement. L'imprévisibilité des prix du gaz naturel cause des problèmes aux consommateurs. Même si les prix élevés du gaz avantagent les provinces productrices, ils représentent en effet un coût plus élevé pour les consommateurs et posent un défi important à nombre d'industries. Les Canadiens sont des preneurs de prix dans un marché nord-américain intégré qui est influencé par les prix mondiaux du pétrole. Durant la période envisagée, il existe peu d'options pour remédier au problème. Toutefois, à long terme, les consommateurs pourraient devoir envisager d'autres mécanismes pour atténuer les effets des prix élevés du gaz naturel, comme les économies d'énergie, l'amélioration du rendement énergétique et la recherche de technologies de remplacement.
2. **Utilisation du gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux.** Pour les producteurs de sables bitumineux, les prix élevés et volatils du gaz naturel ajoutent de l'incertitude quant aux frais d'exploitation. C'est pourquoi ils envisagent des produits qui pourraient remplacer le gaz naturel. Comme il s'agit d'une décision du marché, les producteurs prendront des décisions d'investissement à la lumière de leur situation économique. Les exploitants des sables bitumineux sont en train de mettre au point et d'implanter de nouvelles technologies, comme la gazéification du bitume, pour réduire l'utilisation du gaz naturel dans leurs procédés. Deux projets de valorisation du bitume, pilotés par Suncor et la coentreprise Nexen/Opti, visent à utiliser la gazéification des asphaltènes, mais la technologie n'a pas encore été éprouvée. Pour d'autres, l'accroissement

de la consommation de gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux a pour effet de resserrer encore davantage le marché du gaz et d'augmenter les prix. Face à cette situation, les gouvernements et l'industrie devraient continuer de soutenir la recherche afin de mettre au point et d'implanter de nouvelles technologies, comme la gazéification du bitume, afin de réduire l'utilisation du gaz naturel dans l'exploitation des sables bitumineux.

3. **Effets de l'offre et de la demande de gaz sur l'infrastructure du gaz naturel.** Comme la nature et les sources des approvisionnements de gaz varient, il en va de même de la nécessité et de l'utilisation d'une infrastructure spécifique pour le gaz naturel au Canada. En particulier, les changements liés à la hausse de la production de GNC et aux importations de GNL en Amérique du Nord pourraient avoir un impact sur la circulation traditionnelle du gaz canadien. Les variations de la demande de gaz de la part des consommateurs pourraient changer les besoins en matière d'installations pipelinières et d'infrastructure et modifier les flux dans les pipelines canadiens. Par exemple, la consommation accrue de gaz naturel par les exploitants des sables bitumineux dans l'Ouest canadien pourrait réduire la quantité de gaz disponible pour d'autres marchés et les flux dans les pipelines. De plus, l'utilisation croissante du gaz naturel pour la production d'électricité et le chauffage pourrait également entraîner de plus grandes variations des flux dans les pipelines et une utilisation accrue du stockage du gaz naturel pour répondre aux demandes de pointe. C'est pourquoi les changements qui seraient apportés à l'infrastructure existante pourraient commander des approches nouvelles dans la conception des taux, des droits et des tarifs. Au-delà de la période envisagée, les hausses éventuelles des importations de GNL au Canada et l'accès au gaz naturel du Nord pourraient obliger à mettre en place une nouvelle infrastructure de transport et de stockage qui est coûteuse, a souvent de long délais de construction et implique plusieurs instances. Pour mener à bien de nouveaux projets, il faudra de nouvelles approches en ce qui concerne l'intégration des réglementations et des autorisations plus claires, plus efficientes et plus opportunes de la part des organismes de réglementation.

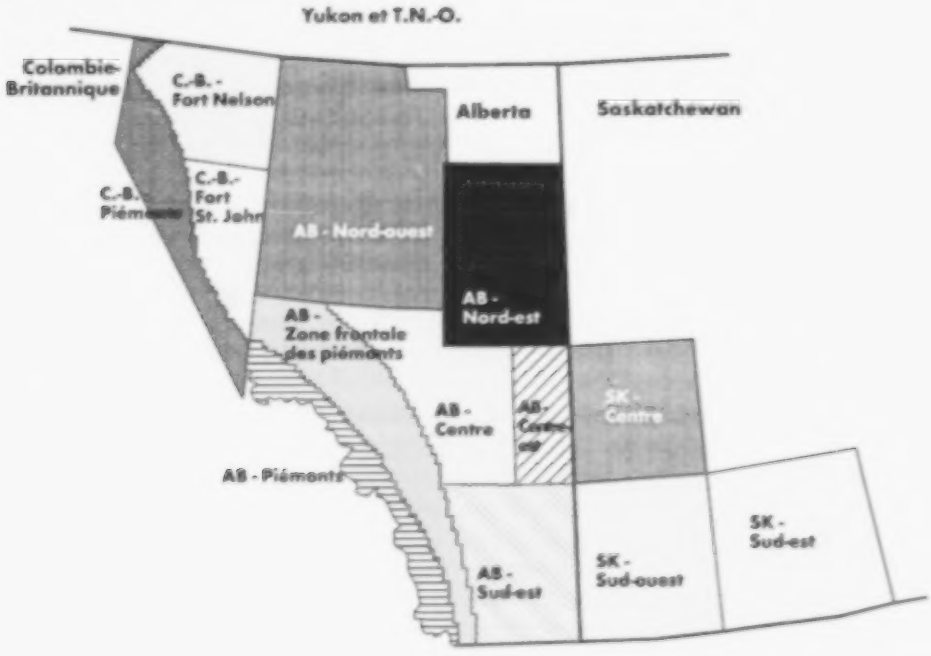
4. **Effets de l'offre et de la demande de LGN sur l'infrastructure de LGN.** Les mélanges de LGN peuvent être séparés pour en récupérer l'éthane, le propane, le butane et les pentanes plus, qui ont tous des marchés d'utilisation finale qui leur sont propres. Au Canada, la majeure partie du propane est exportée. L'utilisation du butane au pays a augmenté du fait qu'il sert de diluant du pétrole brut lourd, mais une partie continue d'être exportée. L'offre de pentanes plus est serrée et la demande devrait augmenter d'une manière importante avec leur utilisation comme diluants du pétrole lourd et du bitume, mais ils peuvent être importés en petites quantités. De tous les LGN, c'est l'éthane qui pose surtout problème en raison de l'offre serrée dont il est l'objet, l'industrie pétrochimique canadienne reposant principalement sur l'éthane. Il existe quelques options d'accès à l'offre additionnelle d'éthane. On pourrait par exemple mettre à niveau les usines de chevauchement existantes pour y extraire une plus grande part d'éthane. On pourrait également mettre en place de nouvelles installations où l'on extrairait du flux gazeux une plus grande quantité de liquides qui actuellement ne s'écoulent pas au-delà des usines de chevauchement existantes ou des flux gazeux destinés à l'exploitation des sables bitumineux. À l'inverse, il pourrait être avantageux de modifier et diversifier l'industrie pétrochimique en délaissant l'éthane au profit d'autres charges d'alimentation comme le propane ou les liquides du gaz de synthèse à partir des procédés de valorisation et de raffinage. Le choix optimal dépendra d'une part de critères économiques et, d'autre part, des estimations du potentiel de l'offre additionnelle de gaz et des variations des flux gazeux en Amérique du Nord.

RÉGIONS GÉOGRAPHIQUES DU BSOC

Régions géographiques du BSOC

RÉGIONS GÉOGRAPHIQUES DU BSOC

Régions géographiques du BSOC



Composition du gaz du réseau d'Alliance

Composition du gaz du réseau d'Alliance

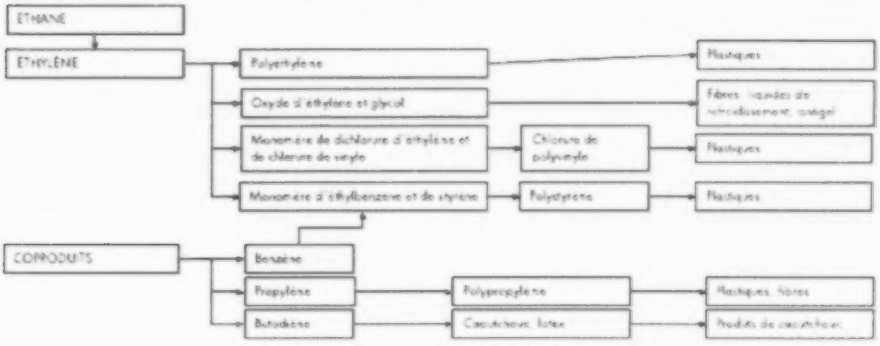
Composant	Pourcentage molaire (à supposer un contenu thermique de 1 082 BTU/pi^3)
N_2/CO_2	1,00
C_1	90,97
C_2	5,50
C_3	1,80
C_4	0,60
C_{5+}	0,13
Total	**100,00**

Source : Alliance Pipeline Company

APPLICATIONS DE L'ÉTHANE, DE L'ÉTHYLÈNE ET DES DÉRIVÉS

FIGURE A3.1

Applications de l'éthane, de l'éthylène et des dérivés



Source : Association canadienne des fabricants de produits chimiques (ACFPC)

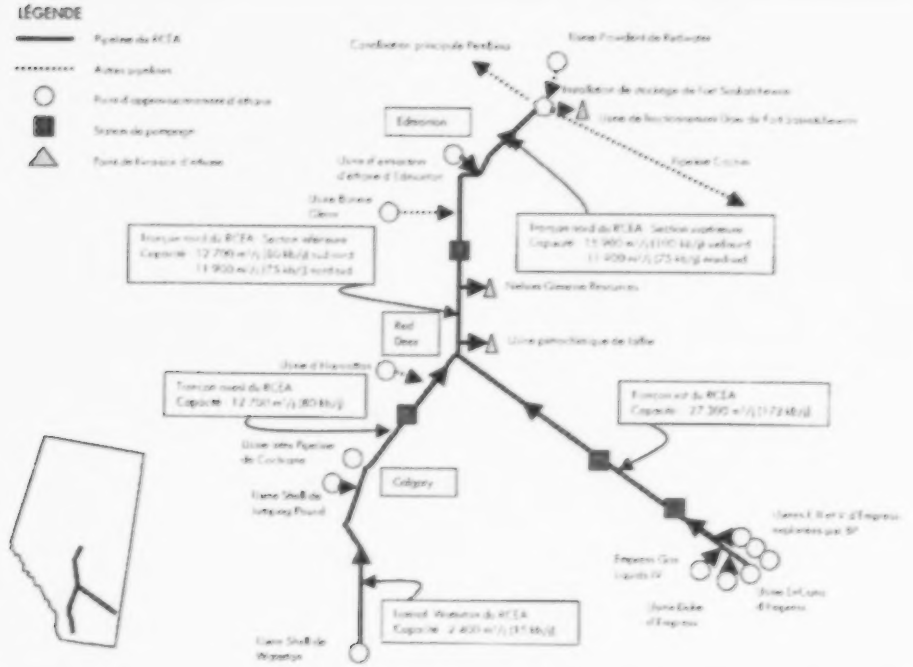
RÉGIONS GÉOGRAPHIQUES DES ÉTATS-UNIS POUR LE GAZ NATUREL

Régions géographiques des États-Unis pour le gaz naturel

Ouest		Côte du golfe du Mexique		Mi-continent		Sud-Est	
CA	Californie	LA	Louisiane	AR	Arkansas	AL	Alabama
OR	Oregon	MS	Mississippi	KS	Kansas	FL	Floride
WA	Washington	TX	Texas	MO	Missouri	GA	Géorgie
				NE	Nebraska	SC	Caroline du Sud
				OK	Oklahoma		
Rocheuses		**Centre-Midwest**		**Nord-Est**		**Centre du littoral de l'Atlantique**	
AZ	Arizona	IA	Iowa	CT	Connecticut	DC	District of Columbia
CO	Colorado	IL	Illinois	MA	Massachusetts	DE	Delaware
ID	Idaho	IN	Indiana	ME	Maine	KY	Kentucky
MT	Montana	MI	Michigan	NH	New Hampshire	MD	Maryland
NV	Nevada	MN	Minnesota	NJ	New Jersey	NC	Caroline du Nord
NM	Nouveau-Mexique	ND	Dakota du Nord	NY	New York	TN	Tennessee
UT	Utah	OH	Ohio	PA	Pennsylvanie	VA	Virginie
WY	Wyoming	SD	Dakota du Sud	RI	Rhode Island	WV	Virginie occidentale
		WI	Wisconsin	VT	Vermont		

RÉSEAU DE COLLECTE D'ÉTHANE DE L'ALBERTA (RCÉA)

FIGURE A5.1



Usine de chevauchement	Exploitant	Capacité de traitement du gaz brut	
		Mm³/j	(Gpi³/j)
Empress I	BP Canada Energy Company	n.d.	n.d.
Empress II	BP Canada Energy Company et Inter Pipeline Fund	73,6	2,6
Empress V	BP Canada Energy Company et Inter Pipeline Fund	31,2	1,1
Empress Gas Liquids JV (EGLJV)	ATCO Midstream	31,2	1,1
Duke Empress	Duke Energy Enpress LP*	68,0	2,4
EnCana Empress	EnCana Corporation	33,8	1,2
Cochrane	Inter Pipeline Fund	70,8	2,5
Usine d'extraction d'éthane d'Edmonton	ATCO Midstream et ATCO Gas	10,2	0,4
Usine d'extraction d'éthane de Joffre	Taylor Management	n.d.	n.d.

* Duke Energy Gas Transmission a acheté à ConocoPhillips sa participation dans le réseau Empress avec prise d'effet le 1er août 2005.

n.d. : non disponible

Sources : EUB, les diverses sociétés

Sites Internet d'intérêt

Agence internationale de l'énergie (AIE) www.iea.org

Association canadienne des fabricants de produits chimiques www.ccpa.ca

Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) www.capp.ca

Association canadienne du gaz www.cga.ca

Association des consommateurs industriels de gaz www.igua.ca

British Petroleum (BP), Statistical Review of World Energy 2005, 54e édition
www.bp.com/genericsection.do?categoryId=92&contentId=7005893

Canadian Society of Unconventional Gas (CSUG) www.csug.ca

Centre canadien de données et d'analyse sur la consommation d'énergie dans le secteur de l'industrie
www.cieedac.sfu.ca/CIEEDACweb/mod.php?mod=pub&op=user&menu=1601

Energy and Utilities Board de l'Alberta www.eub.gov.ab.ca

Energy Information Administration (EIA) www.eia.doe.gov

Ministère de l'Énergie de l'Alberta www.energy.gov.ab.ca

Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique www.em.gov.bc.ca

Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers www.cnsopb.ns.ca

Office national de l'énergie (ONÉ) www.neb-one.gc.ca

Ressources naturelles Canada www.oee.nrcan.gc.ca

Statistique Canada www.statcan.ca

GLOSSAIRE

Alkylat	Produit à haut indice d'octane issu du procédé d'alkylation. L'alkylation est un procédé de raffinage par lequel on combine chimiquement l'isobutane avec des hydrocarbures oléfiniques (le propylène et le butylène, par exemple) en réglant la température et la pression en présence d'un catalyseur acide, habituellement l'acide sulfurique ou l'acide fluorhydrique. Le produit, l'alkylat, une isoparaffine, est mélangé à de l'essence automobile et d'aviation pour rehausser l'indice antidétonant.
Bitume	Mélange très visqueux constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes. À l'état naturel, le bitume n'est pas habituellement récupérable dans un puits à une échelle commerciale, étant trop épais pour s'écouler.
Carrefour	Lieu géographique où un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs négocient un produit et où le produit peut être physiquement reçu et livré.
Charge d'alimentation	Dans le présent rapport, s'entend des matières premières fournies à une raffinerie, une usine de valorisation des sables bitumineux ou une usine pétrochimique.
Condensat	Hydrocarbures liquides légers séparés du pétrole brut après la production, et le mélange constitué de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds séparés de la production du gaz naturel. Voir *Pentanes plus*.
Côte du golfe du Mexique	Comprend les États américains du Texas, de la Louisiane et du Mississippi.
Dérivé	Composé chimique provenant d'un autre composé et renfermant les éléments essentiels de la substance d'origine.
Diluant	Hydrocarbure léger, habituellement du pentane plus, ajouté au pétrole brut lourd ou au bitume pour en faciliter le transport dans les pipelines de pétrole brut.
Distillation	Procédé consistant à séparer des constituants d'un mélange de liquides par une succession d'étapes d'ébullition.

Distillats moyens	Partie des produits pétroliers raffinés qui comprend le carburéacteur, le diesel, le naphte et l'huile de chauffage.
Écart de prix	Différence de prix existant entre deux points d'échange ou deux produits.
Effluents gazeux	Gaz naturel issu de la production de bitume dans les sables bitumineux. Les effluents gazeux sont généralement riches en liquides de gaz naturel et en oléfines.
Essence naturelle	Voir *Pentanes plus*.
Éthane plus	Mélange de liquides de gaz naturel composé d'éthane et d'hydrocarbures plus lourds.
Éthylène	Élément constitutif chimique composé de deux atomes de carbone et de quatre atomes d'hydrogène et servant à fabriquer des plastiques, des solvants, des produits pharmaceutiques, des détersifs et des additifs.
Extraction	Procédé de séparation des hydrocarbures (éthane, propane, butane, pentanes plus) du gaz brut.
Fractions	Tous les composés qui viennent à ébullition aux limites d'ébullition précisées.
Gas-oil	Rangé dans la catégorie du distillat moyen du pétrole brut.
Gaz de pétrole liquéfié	Mélange composé principalement de propane et de butane. L'expression est employée mondialement du fait que la plupart des approvisionnements de propane et de butane dans le monde, à l'exception du Canada et des États-Unis, sont issus de procédés de raffinage.
Gaz naturel commercialisable	Gaz naturel qui a été traité pour en retirer les impuretés et les liquides de gaz naturel. Il est prêt à être commercialisé.
Gaz naturel tiré du charbon	Gaz sec d'origine naturelle à prédominance de méthane produit durant la transformation en charbon de matières organiques.
Gaz utile	Quantité de gaz dans une installation de stockage au-delà de la quantité nécessaire pour maintenir une pression constante dans le réservoir.
Huile de chauffage	Aussi connue sous le nom de mazout nº 2. Mazout léger employé couramment pour le chauffage domestique.
Hydrocarbure	Composé organique d'atomes d'hydrogène et de carbone à la base de tous les produits pétroliers. Se trouve à l'état liquide, gazeux ou solide.
Injection de solvant	Procédé de récupération assistée par lequel un fluide, capable de se mêler complètement au pétrole avec lequel il est en contact, est injecté dans un réservoir de pétrole pour en accroître la récupération.

Liquides de gaz naturel	Hydrocarbures extraits du gaz naturel sous forme liquide. Ils incluent l'éthane, le propane, le butane, les pentanes et les hydrocarbures plus lourds.
Mazout lourd	Produit de raffinage qui reste après l'extraction des combustibles plus utiles, comme l'essence et les distillats moyens. Sert surtout à la production d'électricité et de combustible pour divers procédés industriels.
Miscible	Qui a la propriété de se mêler avec un liquide et de former un mélange homogène. Les gaz et les liquides d'hydrocarbures sont généralement miscibles.
Naphte	Rangé dans la catégorie du distillat moyen du pétrole brut. Comprend les produits finals que sont notamment le benzène, le toluène et le xylène.
Pentanes plus	Mélange composé essentiellement de pentanes et de certains hydrocarbures plus lourds, issu du traitement du gaz naturel, des condensat ou du pétrole brut.
Pétrole brut (lourd)	Terme désignant le pétrole brut de masse volumique à 900 kg/m^3.
Pétrole brut	Mélange constitué principalement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds qui est récupéré ou récupérable à un puits provenant d'un réservoir souterrain. Il est liquide et c'est à l'état liquide que son volume est mesuré ou évalué; il comprend tous les autres mélanges d'hydrocarbures ainsi récupérés ou récupérables, à l'exception du gaz brut, du condensat et du bitume.
Productibilité	Quantité de gaz naturel qui peut être extraite d'un puits, d'un réservoir (gisement), d'un réservoir de stockage ou d'un système de production au cours d'une période donnée.
Produit de qualité spécifiée	Pétrole brut ou produit pétrolier raffiné ayant des propriétés définies.
Propylène	Élément constitutif chimique composé de trois atomes de carbone et de six atomes d'hydrogène et servant à fabriquer des plastiques, des solvants, des produits pharmaceutiques, des détersifs et des additifs.
Récupération assistée	Procédé consistant à valoriser la récupération du pétrole d'un gisement ou du produit obtenu par le tarissement naturel.
Récupération in situ	Procédé de récupération du bitume brut des sables bitumineux par un moyen autre que l'extraction à ciel ouvert.
Rejet de LGN	Les exploitants d'usine à gaz d'Amérique du Nord contournent les usines pour ajuster l'exploitation aux niveaux minimaux de récupération des liquides.

Rocheuses	Comprennent les États américains du Montana, du Wyoming, du Colorado, de l'Utah, du Nevada, de l'Arizona et du Nouveau- Mexique.
Sables bitumineux	Gisements de sable et d'autres roches sédimentaires renfermant du bitume. Chaque particule de sable bitumineux est revêtue d'une couche d'eau et d'une mince pellicule de bitume.
Tour de fractionnement	Installation où des flux liquides mélangés, tel l'éthane plus, sont séparés en leurs divers constituants. Comprend les déséthaniseurs, les dépropaniseurs, les débutaniseurs, les extracteurs de condensat, les diviseurs d'éthylène et de propylène.
Usine de champ gazier	Usine proche de la source de gaz, qui traite le gaz brut, située en amont des pipelines qui transportent le gaz vers les marchés. Ces usines extraient les impuretés, comme l'eau et l'hydrogène sulfuré, et éventuellement les liquides de gaz naturel du flux de gaz brut.
Usine de chevauchement	Usine de retraitement du gaz naturel, située le long d'un pipeline, qui extrait les liquides de gaz naturel issus d'un gaz traité antérieurement avant qu'il ne quitte la province ou ne soit consommé dans la province.
Usine de coupes lourdes	Usine à gaz située à proximité ou à l'intérieur d'usines de champ gazier et capable d'extraire l'éthane et d'autres liquides de gaz naturel au moyen d'un turbodétendeur.
Valeur combustible	Valeur d'un produit en fonction de son utilisation comme combustible.
Vente au comptant	Transaction devant généralement être réglée en 30 jours ou moins.
West Texas Intermediate	Prix de référence couramment employé pour le pétrole brut léger non corrosif produit aux États-Unis et raffiné en Amérique du Nord. WTI s'entend du prix d'un pétrole brut d'une qualité particulière à la livraison à Cushing (Oklahoma).